PETROBRAS

Relatório Anual e FORM 20-F

2024



COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS EUA

Washington, D.C. 20549

FORM 20-F

RELATÓRIO ANUAL
CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(D) DA LEI SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934 DOS EUA

para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024
Protocolo de número 001-15106 na Comissão

Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

(Nome exato da companhia registrada, conforme especificado em seu regimento interno)

Brazilian Petroleum Corporation — Petrobras
(Nome do registrante para o inglês)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição da incorporação ou organização)

Avenida Henrique Valadares, 28 - 20231-030 - Rio de Janeiro – RJ - Brasil
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Fernando Sabbi Melgarejo
Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores
(55 21) 3224-2401 — dfinri@petrobras.com.br
Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 18º andar - 20231-030 - Rio de Janeiro – RJ - Brasil
(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe:	Símbolo(s) de negociação:	Nome da bolsa de registro:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
Petrobras American Depositary Shares, ou ADSs (evidenciadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	PBR/PBRA	New York Stock Exchange
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
American Depositary Shares da Petrobras (evidenciadas por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais	PBR/PBRA	New York Stock Exchange
8,750% Notas Globais com vencimento em 2026, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
7,375% Notas Globais com vencimento em 2027, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,999% Notas Globais com vencimento em 2028, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,750% Notas Globais com vencimento em 2029, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,093% Notas Globais com vencimento em 2030, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,600% Notas Globais com vencimento em 2031, emitidas pelo PGF 6,500% Notas Globais com vencimento em 2033, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange New York Stock Exchange
6,000% Notas Globais com vencimento em 2035, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,875% Notas Globais com vencimento em 2040, emitidas pelo PGF (sucessor da PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
6,750% Notas Globais com vencimento em 2041, emitidas pelo PGF (sucessor da PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
5,625% Notas Globais com vencimento em 2043, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
7,250% Notas Globais com vencimento em 2044, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,900% Notas Globais com vencimento em 2049, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,750% Notas Globais com vencimento em 2050, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,500% Notas Globais com vencimento em 2051, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,850% Notas Globais com vencimento em 2115, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange

* Não disponíveis para negociação, mas apenas em conexão com o registro de American Depositary Shares conforme exigido pela Bolsa de Valores de Nova York.

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei: Não há

Valores mobiliários para os quais há obrigação de relatório, conforme a Seção 15(d) da Lei: Não há

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2024 era:
7.442.231.382 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal
5.446.501.379 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique se o registrante é um emissor experiente e bem conhecido, conforme definido pela Regra 405 da Lei Securities Act

Sim ☒ Não ☐

Se este relatório for um relatório anual ou de transição, indique marcando se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios conforme a seção 13 ou 15(d) da Lei de Bolsas de Valores de 1934.

Sim ☒ Não ☐

Indique se o registrante (1) apresentou todos os relatórios exigidos a serem apresentados conforme a Seção 13 ou 15(d) da Lei Securities Exchange Act de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou pelo período mais curto em que o registrante foi obrigado a apresentar tais relatórios), e (2) tem sido sujeito a tais requisitos de apresentação nos últimos 90 dias.

Sim ☒ Não ☐

Indique se o registrante enviou eletronicamente todo Arquivo de Dados Interativos exigido a ser enviado conforme a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou pelo período mais curto em que o registrante foi obrigado a enviar tais arquivos).

Sim ☒ Não ☐

Indique se o registrante um registrante antecipado de grande porte, registrante antecipado, um registrante não antecipado ou uma empresa de crescimento emergente . Veja as definições de " registrante antecipado de grande porte ", " registrante antecipado" e "empresa de crescimento emergente" na Regra 12b-2 da Lei Securities Exchange Act . (Marque um):

Registrante antecipado de grande porte ☒ Registrante antecipado ☐ Registrante não antecipado ☐ Empresa de crescimento emergente ☐

Se uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o U.S. GAAP , indique se o registrante optou por não usar o período de transição estendido para cumprir com quaisquer novos ou revisados padrões contábeis financeiros fornecidos conforme a Seção 13 (a) da Lei Exchange Act. ☐

O termo "novo ou revisado padrão contábil financeiro" refere-se a qualquer atualização emitida pelo Financial Accounting Standards Board para sua Codificação de Normas Contábeis após 5 de abril de 2012.

Indique se o registrante apresentou um relatório e uma declaração sobre a avaliação da eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros de sua administração nos termos da Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) pela firma de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria. ☒

Se os valores mobiliários estiverem registrados conforme a Seção 12(b) da Lei, indique se as demonstrações financeiras do registrante incluídas no arquivamento refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras anteriormente emitidas. ☐

Indique se alguma dessas correções de erro são reformulações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivos recebida por qualquer dos diretores executivos do registrante durante o período de recuperação relevante nos termos do parágrafo 240.10D-1(b). ☐

Indique qual base de contabilidade o registrante utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP ☐ Normas Internacionais de Relatórios Financeiro emitidas pelo International Accounting Standards Board ☒ Outros ☐

Se "Outro" foi marcado em resposta à pergunta anterior, indique por meio qual item das demonstrações financeiras o registrante optou por seguir.

Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, indique se o registrante é uma empresa de fachada (conforme definido na Regra 12b-2 da Securities Exchange Act).

Sim ☒ Não ☐

Sumário

Aviso Legal 6
Glossário 9

Quem somos **25**

Quem somos 26
Visão geral 27
Destaques de 2024 30

Riscos **32**

Riscos 33
Framework de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos 61

Nossos Negócios **65**

Exploração e Produção 66
Refino, Transporte e Comercialização 105
Gás & Energias de Baixo Carbono 128
Fusões e aquisições 147
Ambiente de Negócios Externo 150

Planos Estratégico e de Negócios **156**

Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029 157
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação 168

Ambiental, Social e Governança **171**

Ambiental 172
Responsabilidade Social 180
Governança Corporativa 188

Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras **195**

Desempenho Financeiro Consolidado 196
Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios 203
Liquidez e Recursos de Capital 205

Administração e Empregados **220**

Administração 221
Empregados 243

Conformidade e Controles Internos **252**

Conformidade 253
Transações com Partes Relacionadas 258
Controles e Procedimentos 260
Ouvidoria e Investigação Interna 261

Informações aos Acionistas **262**

Listagem 263
Ações e Acionistas 264
Direito dos Acionistas 271
Remuneração aos Acionistas 276
Informações Adicionais para Acionistas não Brasileiros 281

Legal e Fiscal **284**

Regulamentação 285
Contratos Relevantes 292
Processos Judiciais 296
Fiscal 304

Informações Adicionais **326**

Lista de Anexos 327
Assinaturas 334
Abreviações 335
Tabela de conversão 337
Referência Cruzada para o Form 20-F 338

Demonstrações Financeiras **342**

Aviso Legal

Apresentamos as informações neste relatório anual e Form 20-F de acordo com nossa visão de negócios. Para facilitar sua revisão, este relatório anual e Form 20-F para referente ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 (doravante referido como nosso "relatório anual") possui um guia de referência cruzada para o Form 20-F da SEC em "Referência Cruzada para o Form 20-F".

A menos que o contexto indique o contrário, considere este relatório como o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. A menos que o contexto exija outra coisa, os termos "Petrobras", "a Companhia", "nossa companhia", "nós" e "nosso" referem-se à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações conjuntas e entidades estruturadas.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, apresentadas em dólares norte-americanos, incluídas neste relatório anual e as informações financeiras contidas neste relatório anual que delas são derivadas, são preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB").

Nossa moeda funcional e a moeda funcional de todas as nossas subsidiárias brasileiras é o real brasileiro e a moeda funcional da maioria de nossas entidades que operam fora do Brasil, como a Petrobras Global Finance B.V. ou PGF, é o dólar norte-americano. Selecionamos o dólar norte-americano como nossa moeda de apresentação para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas de óleo e gás.

Neste relatório anual, referências a "real", "reais" ou "R$" são para reais brasileiros e referências a "dólares norte-americanos" ou "US$" são para dólares norte-americanos.

As informações disponíveis em nosso site, ou em qualquer site mencionado neste documento, não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Os resultados do desempenho das emissões de GEE de 2024 apresentados neste relatório anual estarão sujeitos à verificação de terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, os resultados auditados podem diferir dos resultados aqui apresentados.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2024 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Declarações Prospectivas

Este relatório anual inclui declarações prospectivas que não se baseiam em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. As declarações prospectivas contidas neste relatório anual, que abordam nossa expectativa de desempenho comercial e financeiro, entre outros assuntos, contêm palavras como "acreditar", "esperar", "estimar", "antecipar", "pretender", "planejar", "visar", "vai", "pode", "deveria", "poderia", "provavelmente", "potencial" e expressões semelhantes (que não são os únicos meios de identificar tais declarações prospectivas).

Os leitores são avisados a não depositar confiança excessiva nessas declarações prospectivas que datam apenas a partir da data em que são feitas. Não há garantia de que os eventos, tendências ou resultados esperados realmente ocorrerão.

Fizemos declarações prospectivas que abordam, entre outras coisas:

- Nossa estratégia de *marketing* e expansão;

- Nossas atividades de exploração e produção, incluindo perfuração;
- Nossas atividades relacionadas ao refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados de petróleo, petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- Nosso compromisso com práticas ASG e sustentabilidade ambiental de baixo carbono;
- Nossos gastos de capital projetados e alvo, compromissos e receitas;
- Nossa liquidez e fontes de financiamento;
- Nossa estratégia de precificação e desenvolvimento de fontes adicionais de receita; e
- O impacto, incluindo custo, de aquisições e desinvestimentos.

Nossas declarações prospectivas não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a suposições que podem se mostrar incorretas e a riscos e incertezas difíceis de prever. Nossos resultados reais podem diferir materialmente daqueles expressos ou previstos em quaisquer declarações prospectivas como resultado de uma variedade de suposições e fatores. Esses fatores incluem, mas não estão limitados a:

- Nossa capacidade de obter financiamento;
- Condições econômicas e empresariais gerais, incluindo preços do petróleo e de outras *commodities*, margens de refino e taxas de câmbio prevalentes;
- Condições econômicas globais;
- Nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com sucesso;
- Incertezas inerentes à realização de estimativas de nossas reservas de óleo e gás, incluindo reservas de óleo e gás recentemente descobertas;
- Concorrência;
- Dificuldades técnicas na operação de nosso equipamento e na prestação de nossos serviços;
- Mudanças em, ou falha em cumprir, leis ou regulamentos, incluindo com relação a atividades fraudulentas, corrupção e suborno;
- Recebimento de aprovações e licenças governamentais;
- Desenvolvimentos políticos, econômicos e sociais internacionais e brasileiros, incluindo o papel do Governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, em nossos negócios;
- Desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- Ameaças, violações e interrupções de segurança cibernética;
- Crises de saúde globais, como a pandemia de COVID-19;
- O impacto de um conflito regional ou global ampliado, incluindo o conflito entre a Rússia e a Ucrânia e o conflito no Oriente Médio;
- O custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso aquisições, parcerias ou vendas de ativos em nosso programa de gerenciamento de portfólio;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso nosso Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-2029, se esses planos estratégicos e de negócios permanecerão em vigor e a direção de quaisquer planos estratégicos e de negócios subsequentes;

- O resultado das investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação a investigações anteriores relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção;
- A eficácia de nossas políticas e procedimentos de gerenciamento de riscos, incluindo o risco operacional;
- Possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e nossa equipe de gestão; e
- Litígios, como ações coletivas ou processos de execução ou outros movidos por agências governamentais e reguladoras.

Para informações adicionais sobre os fatores que podem causar diferenças entre nossos resultados reais e as expectativas refletidas nas declarações prospectivas, consulte "Riscos" neste relatório anual.

Todas as declarações prospectivas atribuídas a nós ou a uma pessoa agindo em nosso nome são qualificadas em sua totalidade por esta declaração de precaução. Não assumimos nenhuma obrigação de atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas, seja em decorrência de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os dados de reservas de petróleo bruto e gás natural apresentados ou descritos neste relatório anual são apenas estimativas, que envolvem algum grau de incerteza, e nossa produção, receitas e despesas reais em relação às nossas reservas podem diferir materialmente dessas estimativas.

Documentos em exposição

Estamos sujeitos aos requisitos de informação do Exchange Act. Para obter mais informações sobre como obter cópias de nossas divulgações públicas na NYSE, ligue para +1 (212) 656-4050. Nossos arquivamentos na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em **www.sec.gov** e em nosso site em **www.petrobras.com.br/ri.** Você também pode acessar nossos relatórios e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, localizados em 11 Wall Street, Nova York, Nova York 10005, onde nossos ADSs estão listados.

Também enviamos relatórios no Form 6-K para a SEC contendo nossas demonstrações financeiras consolidadas não auditadas e outras informações financeiras de nossa empresa.

Também apresentamos demonstrações financeiras consolidadas auditadas, informações financeiras consolidadas intermediárias não auditadas e outros relatórios periódicos à CVM.

Glossário

Glossário de Certos Termos Usados neste Relatório Anual

Salvo indicação em contrário, os seguintes termos são definidos da seguinte forma:

ACL	Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado no qual a compra e venda de energia elétrica são objeto de acordos bilaterais livremente negociados, de acordo com regras e procedimentos de *marketing* específicos.
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado. Segmento de mercado no qual a compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes distribuidores, precedida por um processo de licitação, exceto nos casos previstos por lei, de acordo com regras e procedimentos de *marketing* específicos.
ACT	Acordo Coletivo de Trabalho.
ADR	*American Depositary Receipt* (Recibo de Depósito Norte-americano)
ADS	*American Depositary Share* (Ação Depositária Norte-americana).
Águas profundas	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.92 pés) de profundidade.
Águas ultraprofundas	Com mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
AIP	O Acordo de Individualização da Produção . O AIP se aplica em situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentado pela ANP.
AMS	O Plano AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde), que continua sendo o nome registrado na Agência Nacional de Saúde no Brasil, é o nome oficial do nosso plano de saúde.
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANM	Agência Nacional de Mineração.
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é a agência federal que regula a indústria de óleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
ANPD	A Autoridade Nacional de Proteção de Dados.
ANTAQ	A Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
ANVISA	A Agência Nacional de Vigilância Sanitária.
APS ou Saúde Petrobras	A Associação Petrobras de Saúde, uma associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde complementar (Saúde Petrobras) desde 2021, cujo nome comercial é Saúde Petrobras.
ASG	Ambiental, Social e Governança.
B3	Brasil, Bolsa, Balcão.
Banco Central do Brasil	O Banco Central do Brasil.
Barris	Medida padrão do volume de petróleo bruto.
Biocombustível	Qualquer combustível derivado da conversão de biomassa como matéria-prima (óleos vegetais, material de algas, culturas ou resíduos animais etc.) e/ou produzido por meio de processos biológicos, como fermentação e outros.
BioQav	Querosene de aviação usado para alimentar aeronaves, produzido a partir de várias fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como "biojet", "bioquerosene" ou "SAF" (*Sustainable Aviation Fuel*, no inglês) e nomeado pela ANP como "Combustível Alternativo para Aviação", que deve ser adicionado ao querosene de aviação convencional até um limite máximo que varia de 10% a 50% em volume, dependendo do processo de produção, conforme definido na ASTM (*American Society for Testing and Materials*) Anexo D-7566 e Resolução nº ANP 778/2019.

BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
Boaventura ou Polo Boaventura (antigo GASLUB)	Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo Boaventura, anteriormente GASLUB, é composto pelas UPGNs e outros serviços subjacentes.
Braskem	A Braskem S.A. é atualmente a maior produtora de resinas termoplásticas nas Américas e a maior produtora de polipropileno nos Estados Unidos. Sua produção concentra-se em resinas de polietileno (PE), polipropileno (PP) e cloreto de polivinila (PVC), além de insumos químicos básicos como etileno, propileno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda cáustica e solventes, entre outros. Juntos, compõem um dos portfólios mais abrangentes do setor, incluindo também o polietileno verde produzido a partir da cana-de-açúcar, de fontes 100% renováveis.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem governada e mantida pela B3.
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono.
Central Depositária	A Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que atua como custodiante de nossas ações ordinárias e preferenciais (incluindo aquelas representadas por ADSs) em nome de nossos acionistas.
CEO	Diretor Presidente
CFO	Diretor Financeiro
CMN	O Conselho Monetário Nacional (CMN) é a mais alta autoridade do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação da política monetária, cambial e de crédito do Brasil, e pela supervisão das instituições financeiras.
CNODC	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda., uma controlada no Brasil da China National Petroleum Corporation (CNPC).
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), ou sua subsidiária que opera no

	Brasil, CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
CNPC	China National Petroleum Corporation.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Minas e Energia, é um órgão consultivo do Presidente do Brasil para a formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
Condensado	Hidrocarbonetos que estão na fase gasosa nas condições de reservatório, mas condensam em líquido à medida que sobem pelo poço e alcançam as condições de separação.
Contrato de Cessão de Onerosa ou ToR	Um acordo pelo qual o Governo federal brasileiro nos concedeu o direito de explorar e produzir até cinco bilhões de barris de óleo equivalente ("bnboe") em áreas de Pré-sal específicas no Brasil. Consulte "Contratos Relevantes" neste relatório anual.
Contrato de Partilha de Produção ou PSC	O Contrato de Partilha de Produção regula os direitos e as obrigações sob o regime de exploração e produção de óleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em que o contratante realiza atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção por sua própria conta e risco. Em caso de descoberta comercial, o contratado tem o direito de recuperar o óleo de custo, o volume de produção correspondente aos *royalties* devidos e uma parte do óleo-lucro, de acordo com as proporções, condições e termos estabelecidos no contrato, em conformidade com a Lei nº 12,351/2010.
Custo de Conexão de Poços	Mede a evolução do custo médio de conexão dos poços de desenvolvimento da produção. Esse KPI representa a soma do custo total das conexões de poços concluídas no ano correspondente com o custo total das conexões de poços planejadas no plano estratégico para as mesmas conexões de poços. Além disso, esse KPI inclui apenas os poços do Pré-sal.
Custo de Construção de Poços	Mede a evolução do custo médio de construção de poços. Esse KPI representa a soma do custo médio de perfuração e completação concluída no ano correspondente. O banco de dados de referência inclui apenas a perfuração e a completação de poços de desenvolvimento de produção no ano correspondente, excluindo poços exploratórios e de aquisição de dados de reservatório.

Custo de Extração	Um indicador que representa o custo de extração unitário de um barril equivalente, considerando a relação entre custos e produção. Ele inclui despesas com a execução e manutenção de processos de produção. Os custos relacionados com o afretamento de plataformas de terceiros, os impostos sobre a produção e a depreciação, depleção e amortização não são considerados neste indicador.
CVM	A Comissão de Valores Mobiliários do Brasil.
CWT	Complexidade Ponderada por Tonelada ("CWT"), que representa uma medida de atividade, semelhante à UEDC (Capacidade de Destilação Equivalente Utilizada), que considera o potencial de emissões de GEE, equivalente à destilação, por unidade de processo, permitindo melhor comparabilidade entre refinarias de diferentes complexidades.
D&M	DeGolyer and MacNaughton, uma firma independente de consultoria de engenharia de petróleo que realiza a avaliação de reservas de parte de nossas reservas de petróleo bruto, condensado e gás natural provadas.
Depositário	JPMorgan.
Derivados de Petróleo	Derivados de petróleo, produzidos através do processamento em refinarias (diesel, gasolina, GLP e outros produtos).
Destilação	Processo físico envolvendo vaporização e condensação, no qual o petróleo é separado (refinado) em produtos derivados do petróleo.
Digital Twin	Representação digital de um ativo físico, sistema ou processo. Ele usa dados em tempo real, IA e simulações para espelhar o comportamento e o desempenho da contraparte física, permitindo o monitoramento, a análise e a otimização. Essa tecnologia é amplamente utilizada em vários setores para melhorar a eficiência, prever as necessidades de manutenção e aprimorar a tomada de decisões.
Duração da Construção de Poços	Mede a evolução da duração média da construção do poço. Esse KPI representa a soma da duração média da perfuração e da completação concluídas no ano correspondente. O banco de dados de referência inclui apenas a perfuração e a completação de poços de desenvolvimento de produção no ano correspondente, excluindo poços exploratórios e de aquisição de dados de reservatório.
E&P ou Exploração &	Exploração & Produção é nosso segmento de negócio que abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no

Produção	Brasil e no exterior.
Empresa de economia mista	Significa uma sociedade anônima de capital misto (acionistas públicos e privados).
EPCI	Engenharia, Suprimentos, Construção e Instalação (*Engineering, Procurement, Construction and Installation*), uma forma de arranjo contratual comum na indústria *offshore*.
ESI	O *Energy Sustainability Index* (Índice de Sustentabilidade Energética) reconhece o impacto dessas fontes de energia de baixo carbono, em nível regional ou nacional, sem perder de vista a eficiência do lado do consumo das unidades de processo de refino, que os refinadores entendem ser fundamental para a redução de carbono em longo prazo em todo o mundo.
Excedente de Cessão Onerosa ou ToR	Volume que excede o que foi contratado nos acordos de Cessão Onerosa em áreas de Pré-sal específicas. Consulte "Contratos Relevantes" neste relatório anual.
Exchange Act	*Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado.
Fator de Utilização da Capacidade de Refino	Mede quanto as refinarias estão processando ou "rodando" em porcentagem de sua capacidade máxima.
FCO	Fluxo de Caixa Operacional (caixa líquido gerado por atividades operacionais).
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.
G&EBC ou Gás & Energias de Baixo Carbono	Gás & Energias de Baixo Carbono é nosso segmento de negócio que abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia, o transporte e comercialização de GNL, a geração de energia por meio de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. Também inclui negócios de energia renovável, serviços de baixo carbono (captura, utilização e armazenamento de carbono) e a produção de biodiesel e seus derivados.
GASBOL	O sistema de gasoduto de 557 km na seção boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil.

Gasolina Natural (C5+)	Gasolina Natural C5+ é um LGN produzido em plantas de processamento de gás natural com uma pressão de vapor intermediária entre Condensado e GLP, que pode compor uma mistura de gasolina.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A. - Gaspetro foi nossa subsidiária, desinvestida em julho de 2022, na qual tínhamos uma participação de 51% no capital social e participações societárias em 18 empresas locais de distribuição de gás brasileiras, com a Mitsui *holding* detendo os 49% restantes.
GEE	Gases do efeito estufa.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos com até quatro átomos de carbono.
GNL	Gás natural liquefeito.
Grau API	Medida padrão da densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
GSA	Acordo de Suprimento de Gás de Longo Prazo firmado com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
GTB ou Gas Transboliviano S.A.	Gas Transboliviano S.A. é uma empresa que atua na indústria de transporte de gás natural, responsável pela administração e operação de 557 km do sistema de gasodutos GASBOL, com uma capacidade instalada de 30 milhões de m³/dia. A GTB está conectada à TBG na fronteira entre a Bolívia e o Brasil, no estado de Mato Grosso do Sul.
HDT ou Hidrotratamento	Processo amplamente utilizado na indústria de refino de petróleo para remover heteroátomos como enxofre e nitrogênio da gasolina, querosene e/ou diesel na presença de catalisadores específicos, hidrogênio e condições adequadas de temperatura e pressão. O objetivo é ajustar a composição para cumprir as especificações de combustível.
IAGEE	Índice de Atendimento às Metas de Gases do Efeito Estufa. O indicador de conformidade com as metas de emissões de gases do efeito estufa.
IASB	International Accounting Standards Board (Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade).

IBAMA	O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
Ibovespa ou IBOV	O índice de retorno total bruto ponderado pelo valor de mercado de *free float* e composto pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi criado em 1968.
ICMBio	O Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade.
ICMS	Imposto brasileiro sobre a circulação de mercadorias e serviços.
Indicator VAZO	Indicador de Volume Vazado de Óleo e Derivados. O volume total de óleo ou derivados de petróleo derramados em eventos de vazamentos individualmente maiores que 1 barril (0,159 m^3) que alcançaram corpos d'água ou solo que não foi impermeabilizado. Este critério volumétrico (>1 barril) está alinhado com o Manual da ANP para relatar incidentes para atividades de E&P. Vazamentos relacionados a sabotagem e roubo não são considerados.
Índice de Complexidade de Nelson ou NCI	O Índice de Complexidade de Nelson ou NCI é uma medida da sofisticação de uma refinaria de petróleo, onde refinarias mais complexas conseguem processar óleos mais pesados e produzir produtos mais leves e valiosos de um barril de petróleo. O NCI é medido numa escala de um a 20, onde números mais altos correspondem a refinarias mais complexas e caras.
Índice de Reposição de Reservas ou RRR	Mede a quantidade de Reservas Provadas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante o ano em relação à quantidade de óleo e gás produzidos.
Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou RRR Orgânico	Mede a quantidade de Reservas Provadas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante o ano, excluindo alienações e aquisições de Reservas Provadas, em relação à quantidade de óleo e gás produzidos.
Índice NYSE Arca Oil ou Arca Oil (anteriormente Índice de AMEX Oil)	O Índice NYSE Arca Oil, anteriormente o Índice AMEX Oil, símbolo de ticker XOI, é um índice ponderado pelo preço das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Ele mede o desempenho da indústria petrolífera por meio de mudanças na soma dos preços das ações componentes. O índice foi desenvolvido com um nível base de 125 a partir de 27 de agosto de 1984.
Intensidade de Emissões de GEE no E&P	Emissões de GEE, em termos de CO_2e, das atividades de E&P em relação à produção total de óleo e gás operada (cabeça do poço) registrada no mesmo período. As emissões de GEE do Escopo 1 e 2 são consideradas. Este indicador representa a taxa de emissões de GEE por barril de óleo equivalente produzido. Abrange atividades de exploração e produção de óleo e gás sob controle operacional e é usado para

	analisar o desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.
Intensidade de Emissões de GEE no Refino	Intensidade de Emissões de GEE no Refino representa emissões de GEE, em termos de CO_2e, das atividades de refino em relação à Complexidade Ponderada por Tonelada (CWT - Complexity Weighted Tone). Este indicador abrange atividades de refino com controle operacional e compõe a análise do desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.
Investimentos ou CAPEX	Investimentos com base nas premissas de custo e metodologia financeira adotadas em nosso Plano Estratégico, que inclui a aquisição de ativos intangíveis e imobilizados, aquisição de participações societárias, bem como outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxos de caixa utilizados em atividades de investimento, incluindo despesas geológicas e geofísicas, despesas de pesquisa e desenvolvimento, encargos pré-operacionais, compra de imobilizados a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA	O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
IPHAN	O Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.
JPMorgan	JPMorgan Chase Bank, N.A.
KPI	*Key Performance Indicators* (Indicadores-Chave de Desempenho).
Lava Jato	Operação Lava Jato, conforme detalhado em "Legal e Fiscal – Processos Judiciais - Investigação Lava Jato" neste relatório anual.
LGN	Líquidos de Gás Natural (LGN), o líquido resultante do processamento de gás natural e contendo os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
LIBOR	A *London Interbank Offered Rate* foi uma taxa de juros de referência na qual os principais bancos globais emprestavam uns aos outros no mercado interbancário internacional para empréstimos de curto prazo até 30 de junho de 2023.
LUBNOR	Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste.

Lucro Operacional	Equivalente à legenda Lucro antes da despesa financeira líquida, resultados de investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial e impostos sobre o lucro, derivada de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody's	Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
MTF	*Euro Multilateral trading Facility* (Mecanismo multilateral de comércio do Euro).
Normas Contábeis IFRS	Normas Contábeis IFRS emitidas pelo International Accounting Standards Board.
Novas fronteiras	Áreas geográficas que ainda não foram amplamente exploradas para a produção de petróleo e gás natural.
NTS	Nova Transportadora do Sudeste S.A.
NYSE	A Bolsa de Valores de Nova York (New York Stock Exchange).
Óleo Sintético e Gás Sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada por meio de aprimoramento (ou seja, alteração química) de betume natural de areias petrolíferas, querogênio de folhelhos betuminosos ou processamento de outras substâncias, como gás natural ou carvão. O óleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonetos e possui muitas semelhanças com o petróleo bruto.
ONS	O Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OSRL	Oil Spill Response Limited.
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.
PDV	Programa de Desligamento Voluntário.

Perdas de Produção SCC-CO_2	Mede a perda absoluta de produção resultante da corrosão sob tensão, induzida por CO_2 em dutos de produção.
Petróleo Cru *Brent*	Uma classificação comercial importante do petróleo leve que serve como um dos principais preços de referência para a comercialização de petróleo bruto em todo o mundo.
Petróleo ou Óleo	Petróleo bruto, incluindo LGN e Condensados.
Petroquímicos	Produtos químicos obtidos principalmente do petróleo e gás natural (ao contrário dos combustíveis), como etano, etileno, propano, propileno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros. Recursos renováveis também podem ser utilizados como matérias-primas.
Petros	Fundação Petros de Seguridade Social, fundo de pensão dos empregados da Petrobras.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
Plano de Negócios 2025-29	Plano de Negócios 2025-2029.
Plano Estratégico ou PE 2050	Plano Estratégico 2050.
PLR	A Participação nos Lucros e Resultados é um modelo de remuneração baseado na divisão de lucros com nossos empregados. Nossa PLR é regida pela Lei Brasileira nº 10.101/2000 e segue as diretrizes do SEST. Essas diretrizes anuais definem vários aspectos desse tipo de recompensa, como formato, fluxo, governança e limites financeiros e de remuneração.
PLSV	Pipe laying support vessel (Embarcação de apoio à instalação de dutos).
Poço Pioneiro	Um poço de exploração que é perfurado em áreas sem histórico de produção de óleo e gás. Os poços pioneiros enfrentam um risco substancial de serem buracos secos.

Polígono do Pré-sal	Região subterrânea formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com uma superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidos pela Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que possam ser delimitadas pelo Governo federal brasileiro, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.
Pós-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.
PP&E	Ativo imobilizado.
PPP	O Prêmio por Performance faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável, exclusivo para os membros da Diretoria Executiva (Diretores).
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
PRD	O Prêmio por Desempenho faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável.
Pré-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Produção Operada	Produção de um campo de gás ou óleo, incluindo as respectivas participações da Petrobras e parceiros.
Receita Bruta	Receita bruta representam as Receitas de Vendas mais impostos sobre vendas, que incluem principalmente os seguintes impostos no Brasil: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), contribuições sociais PIS e COFINS, e imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS).
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini.
REGAP	Refinaria Gabriel Passos.
Relação de Reservas/Produção ou R/P	Calculado como a quantidade de Reservas Provadas do ano em relação à quantidade de óleo e gás produzidos durante o ano, indica o número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.

REMAN	Refinaria de Manaus.
REPAR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas.
Reservas Provadas	Conforme as definições da Regra 4-10(a) do Regulamento S-X, as reservas de óleo e gás provadas são aquelas quantidades de óleo e gás que, por análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente produzíveis - a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, operacionais e regulamentares existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos pelos quais a produção econômica de um reservatório deve ser determinada. O preço é a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês durante o período de doze meses anterior a 31 de dezembro, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo escalonamentos baseados em condições futuras. O projeto para extrair os hidrocarbonetos deve ter começado ou devemos ter razoável certeza de que começaremos o projeto dentro de um prazo razoável. As reservas que podem ser produzidas economicamente através da aplicação de técnicas de recuperação aprimoradas (como injeção de fluido) são incluídas na classificação "provadas" quando testes bem-sucedidos por meio de um projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou em um reservatório análogo, fornecem suporte para a análise de engenharia no qual o projeto ou programa foi baseado.
Reservas Provadas Desenvolvidas	Reservas que se espera serem recuperadas: (i) através de poços existentes com equipamentos e métodos operacionais existentes ou para os quais o custo dos equipamentos necessários é relativamente baixo em comparação com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa de reservas se a extração for feita por meio que não envolva um poço.
Reservas Provadas Não Desenvolvidas	Reservas que se espera serem recuperadas de novos poços em áreas não perfuradas, ou de poços existentes onde um gasto relativamente significativo é necessário. Reservas em áreas não perfuradas estão limitadas às que compensam diretamente áreas de desenvolvimento espacial que têm uma produção razoavelmente certa quando perfuradas, a menos que evidências utilizando tecnologia confiável existam e estabeleçam uma certeza razoável de economicidade na produção a distâncias maiores. Localizações não perfuradas são classificadas como tendo reservas não desenvolvidas apenas se um plano de desenvolvimento tiver sido adotado indicando que elas estão programadas para serem perfuradas dentro de cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um período mais longo. Reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área para a qual a aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação aprimorada seja contemplada, a menos que tais técnicas tenham sido comprovadamente eficazes por meio de projetos reais

	no mesmo reservatório ou reservatório análogo ou por outras evidências utilizando tecnologia confiável estabelecendo uma certeza razoável.
RLAM	Refinaria Landulpho Alves.
RNEST	Refinaria do Nordeste Abreu e Lima.
RTC ou Refino, Transporte & Comercialização	Refino, Transporte & Comercialização é nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como negociação de derivados de petróleo, no Brasil e no exterior. Esse segmento também inclui as operações petroquímicas (que compreendem participações acionárias em empresas petroquímicas no Brasil) e produção de fertilizantes.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
SEC	A Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.
SELIC	A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
SEST	A Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.
Sete Brasil	Sete Brasil Participações, S.A.
Shell	Shell Plc, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Shell Brasil Petróleo Ltda.
SIX	Unidade de Industrialização de Xisto.
SMS	Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
SOFR	*Secured Overnight Financing Rate*. A SOFR é uma taxa de juros de referência baseada em transações no mercado de recompra do Tesouro, para derivativos denominados em dólares e empréstimos que substituíram a LIBOR.

SPE	Society of Petroleum Engineers.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TAR	Taxa de acidentados registráveis por milhão de homens-hora trabalhadas. Número de acidentes fatais, lesões com perda de tempo, lesões envolvendo trabalho substituto e lesões que exigem tratamento médico por milhão de horas trabalhadas. É um indicador de desempenho usado pela indústria para medir o desempenho da segurança ocupacional. Este indicador é analisado em todos os níveis de gestão, incluindo o Conselho de Administração.
TBG	A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. é uma empresa que opera na indústria de transporte de gás natural, na qual possuímos participação acionária de 51%, proprietária de um sistema de gasoduto de 2.593 km, localizado principalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m³/dia. A TBG está conectada à GTB, que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto, que permite acesso ao gás natural boliviano, e está conectada ao gasoduto da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), que permite acesso ao gás natural brasileiro.
TCU	O Tribunal de Contas da União (TCU) é um órgão constitucionalmente estabelecido vinculado ao Congresso Nacional brasileiro, responsável por auxiliá-lo em questões relacionadas à supervisão do Governo federal brasileiro e seus recursos no que diz respeito a assuntos contábeis, financeiros, orçamentários, operacionais e de patrimônio público.
Tesouro Nacional	O Tesouro Nacional é uma Secretaria do Ministério da Fazenda, responsável pela programação financeira, contabilidade, gestão da dívida pública federal, ativos financeiros e mobiliários federais e pelo relacionamento financeiro do Governo federal brasileiro com estados e municípios no Brasil. A missão do Tesouro Nacional é buscar o equilíbrio fiscal por meio de uma gestão eficiente, proativa e transparente das contas públicas e atuar na estruturação de canais de financiamento que possam viabilizar políticas de interesse público sustentáveis, contribuindo para o desenvolvimento econômico e social intertemporal do Brasil.
TJLP	A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) do Brasil é definida trimestralmente pelo CMN (conforme definido acima). A taxa é uma das taxas de referência usadas pelo BNDES em seus empréstimos a empresas.
TLD	Teste de Longa Duração.

TotalEnergies	TotalEnergies SE, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Total E&P do Brasil Ltda.
Transição Energética Justa	Uma transição energética justa é uma transição energética comprometida com a promoção da equidade e da participação social, minimizando os impactos negativos sobre as comunidades, os trabalhadores, as empresas e os segmentos sociais vulneráveis às transformações do sistema energético e maximizando as oportunidades de desenvolvimento socioeconômico, aumentando a competitividade do setor produtivo e combatendo a desigualdade e a pobreza, nos níveis internacional, regional e local.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Uma planta de processamento de gás natural é uma instalação projetada para processar gás natural bruto dos campos de produção *offshore*, separando impurezas e vários hidrocarbonetos não metano e fluidos através de diferentes tecnologias para produzir gás natural especificado para consumo final. Através do processo, uma planta de processamento de gás também pode recuperar líquidos de gás natural (condensado, gasolina natural e gás liquefeito de petróleo) com maior valor agregado.
UTE	Usina Termoelétrica (UTE). Uma usina termoelétrica é uma planta de geração de energia na qual a energia térmica é convertida em energia elétrica.
Vibra	Vibra Energia S.A., anteriormente "Petrobras Distribuidora."
YPF	YPF Sociedad Anónima ou YPF S.A.
YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.



Quem Somos

Quem somos

Somos uma empresa brasileira de economia mista, uma das maiores produtoras de óleo e gás do mundo, de acordo com a Bloomberg, que atua principalmente em exploração e produção, refino, geração e comercialização de energia. Temos experiência em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas como resultado de quase 50 anos de desenvolvimento das bacias *offshore* do Brasil, líder mundial nesse segmento.

Estamos comprometidos em ser a melhor empresa de energia em termos de diversificação, integração e geração de valor, conciliando o foco em óleo e gás com negócios de baixo carbono. Dessa forma, estamos adotando estratégias diferentes para os segmentos específicos em que atuamos, investindo na descarbonização de nossas operações, na geração de energia renovável e em combustíveis sustentáveis. Além disso, estamos expandindo nossa pesquisa no campo de negócios de baixo carbono.

Buscamos construir um mundo mais sustentável, com os princípios de segurança, respeito ao meio ambiente e atenção plena às necessidades das pessoas, tais como: políticas e ações de implementação para promover a diversidade, a equidade e a inclusão, nos países em que operamos, bem como a saúde, o bem-estar e a segurança física e psicológica dos empregados.

Somos uma das maiores empresas em capitalização de mercado na América Latina, de acordo com a Bloomberg, com uma capitalização de mercado de US$ 81,0 bilhões em 31 de dezembro de 2024. Contamos com mais de 49 mil empregados (incluindo subsidiárias no Brasil e no exterior).

Ficha de dados

Nome da empresa: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Data de Constituição: 1953

País de Constituição: Brasil

Número do registro na CVM: 951-2

Central Index Key ("CIK") na SEC: 0001119639

Endereço da sede principal: Avenida Henrique Valadares, 28, 20231-030, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Número de telefone: (55 21) 3224 2401

Sites corporativos e de relações com investidores: **www.petrobras.com** e **www.petrobras.com.br/ri.**

Objeto social estabelecido em nosso Estatuto: pesquisa, extração, refino, processamento, comercialização e transporte de petróleo, seus subprodutos, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos provenientes de poços, xisto e outras rochas, além de atividades relacionadas à energia, e a pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comercialização de todas as formas de energia, e outras atividades relacionadas ou de propósito similar.

Visão geral



** Atenção total às pessoas significa cuidar dos indivíduos, promovendo políticas e implementando ações que promovam a diversidade, a equidade e a inclusão, priorizando a saúde, o bem-estar e a segurança física e psicológica de nossos empregados. Em suma, significa dedicar-se a atender às necessidades de nossos empregados.*

Temos uma grande base de Reservas Provadas e operamos e produzimos a maior parte do óleo e gás do Brasil. A parte mais significativa de nossas reservas provadas está localizada nas bacias *offshore* adjacentes de Campos e Santos, no sudeste do Brasil. Sua proximidade nos permite otimizar nossa infraestrutura e nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. As bacias de Campos e Santos devem continuar sendo uma fonte importante de Reservas Provadas e produção de óleo e gás.

No entanto, nosso negócio vai além da exploração e produção de óleo e gás. Envolve um longo processo pelo qual levamos o óleo e o gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás, que estão em constante evolução para fornecer os melhores produtos.

Operamos a maioria da capacidade de refino no Brasil. Nossa capacidade de refino está distribuída pelas regiões sudeste, sul e nordeste do Brasil, alcançando a maior participação de mercado nessas e outras regiões do país por meio de entregas diretas, dutos e também cabotagem. Atendemos principalmente nossa demanda por produtos derivados de petróleo por meio do refino doméstico de petróleo bruto, conforme definido em um processo periódico de planejamento operacional integrado que busca constantemente maximizar o valor para a empresa. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos e biocombustíveis por meio de participações em algumas empresas. Distribuímos derivados de petróleo por atacado, varejo e vendas diretas.

Também participamos do mercado brasileiro de gás natural, incluindo a logística e o processamento de gás natural.

Para atender à demanda de nossos clientes e nossa própria demanda interna, processamos gás natural derivado de nossa produção *onshore* e *offshore* (principalmente de campos das Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e importamos GNL por meio de nossos terminais de regaseificação. Também participamos do mercado doméstico de energia principalmente por meio de nossos investimentos em usinas termelétricas a gás.

Atualmente dividimos nosso negócio em três segmentos principais:

- **Exploração & Produção (E&P)**: este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de abastecer nossas refinarias domésticas. Este segmento também opera por meio de parcerias com outras empresas, incluindo participações em empresas estrangeiras neste segmento.
- **Refino, Transporte & Comercialização (RTC):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como negociação de derivados de petróleo no Brasil e no exterior. Este segmento também inclui operações petroquímicas (que envolvem participações em empresas petroquímicas no Brasil) e produção de fertilizantes.
- **Gás & Energias de Baixo Carbono (G&EBC):** este segmento abrange as atividades de logística e negociação de gás natural e eletricidade, o transporte e a negociação de GNL, a geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. Também inclui negócios de energia renovável, serviços de baixo carbono (captura, utilização e armazenamento de carbono) e a produção de biodiesel e seus derivados.

As atividades não atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como "Corporativo e Outros Negócios", incluindo questões corporativas gerais, além de negócios de distribuição. Os itens corporativos incluem principalmente aqueles relacionados à gestão financeira corporativa, administração central e outras despesas, incluindo custos atuariais associados a planos de pensão e saúde para beneficiários. Os outros negócios abrangem a distribuição de derivados de petróleo em toda a América do Sul.

Para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios, consulte a Nota 13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como a "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" neste relatório anual.

Em 2024, tivemos atividades, conforme a seguir, em sete países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Holanda, República Democrática de São Tomé e Príncipe e Cingapura).

Na América Latina, nossas operações incluem serviços de exploração, comercialização e varejo. Na América do Norte, produzimos óleo e gás por meio de uma participação em uma *joint venture*. Temos subsidiárias que apoiam nossas atividades comerciais e financeiras em Roterdã, Houston, Buenos Aires e Cingapura. Essas empresas atuam como mesas de negociação completas e ativas para mercados em todo o mundo e são responsáveis pela inteligência de mercado e negociação de óleo, derivados de petróleo, gás natural, biocombustíveis, derivativos de *commodities* e transporte marítimo. Na África, temos operações exploratórias na República Democrática de São Tomé e Príncipe.

Operamos por meio de 13 subsidiárias diretas (11 constituídas sob as leis do Brasil e duas constituídas no exterior) e uma operação conjunta direta, conforme listado abaixo. Também temos subsidiárias indiretas, incluindo Petrobras Global Trading B.V., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras America Inc. e Petrobras Netherlands B.V.

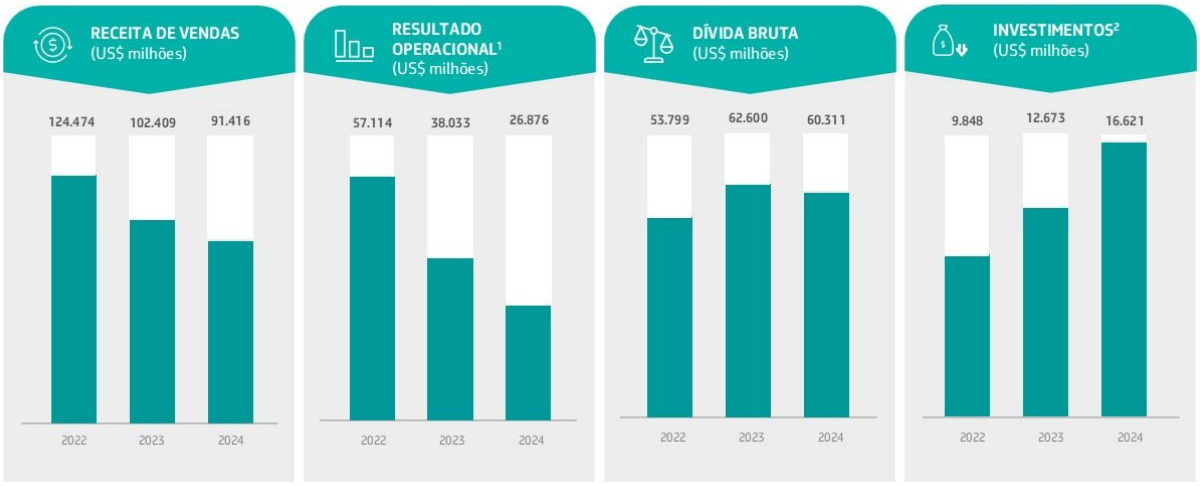
Empresas	Localização	Nossa participação acionária	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100,00%	—
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	Brasil	100,00%	—
Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100,00%	—
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51,00%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (19,88%) Corumbá Holding S.À.R.L. (0,12%)
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Brasil	72,00%	SAP Brasil Ltda. (17%) Accenture do Brasil S.A. (11%)
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100,00%	—
Termomacaé S.A.	Brasil	100,00%	—
Termobahia S.A.	Brasil	98,85%	Petros (1,15%)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100,00%	—
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FII	Brasil	99,15%	Pentágono SA DTVM (0,85%)
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. – PBEN-P	Brasil	100,00%	—
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC(1)	Brasil	50,00%	Ketjen Brazil Holding Ltda. (50%)(2)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	No exterior	100,00%	Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. (antiga 5283 Participações S.A.) (0,0007%)
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	No exterior	100,00%	—
Associação Petrobras de Saúde - APS(3)	Brasil	93,12%	Transpetro (6,34%) TBG (0,35%) Pbio (0,14%) Termobahia (0,05%)

(1) Operações conjuntas.
(2) Anteriormente Albemarie Brazil Holding Ltda.
(3) Uma associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde suplementar (AMS - Saúde Petrobras) desde 2021. A variação percentual de cada empresa se deve às mudanças na base de beneficiários (aposentados, pensionistas, dependentes e empregados ativos), incluindo inclusões e desligamentos, ao longo do período analisado.

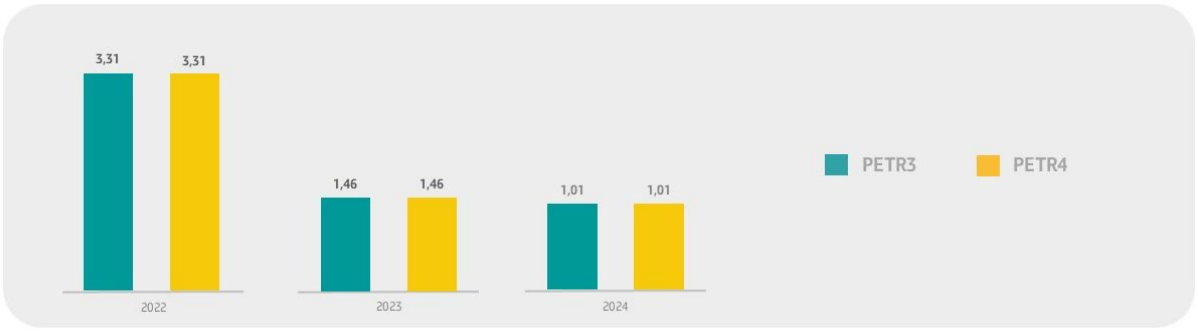
Para uma lista estendida de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo seus nomes completos, jurisdições de incorporação e nossa porcentagem de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 28 de nossas Demonstrações Financeiras. Além disso, participamos de consórcios que se envolvem na exploração de blocos e na produção de campos petrolíferos no Brasil - consulte "Nossos Negócios - Exploração & Produção - Visão Geral" para mais detalhes.

Destaques de 2024

INDICADORES CORPORATIVOS CONSOLIDADOS



DIVIDENDO PAGO POR AÇÃO[3]
(US$)





1) O Resultado Operacional é equivalente ao item Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos derivado de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

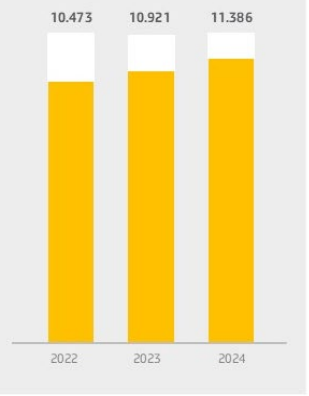
2) O Investimento total por ano inclui o pagamento de bônus de assinatura: US$892 milhões em 2022 para os campos de Sépia e Atapu; US$ 141 milhões em 2023 para os campos de Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava; e US$23 milhões em 2024 para os 26 contratos de concessão na Bacia de Pelotas.

3) Dividendos declarados em reais e convertidos em dólares norte-americanos considerando a taxa de câmbio vigente na data da aprovação do Conselho de Administração para as antecipações e a taxa de encerramento do exercício para os dividendos complementares anuais. Os detentores de ADS (American Depositary Shares) receberão essas distribuições proporcionalmente ao número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que tais ADSs representam. Em relação aos dividendos de 2023, em 25 de abril de 2024, os acionistas aprovaram, na Assembleia Geral Ordinária, uma alteração à proposta original da administração feita em 7 de março de 2024, que havia sido baseada na aplicação da fórmula da Política de Remuneração aos Acionistas (US$ 14.754 milhões). O valor total foi ajustado para incluir a distribuição de 50% do lucro líquido remanescente que havia sido destinado à reserva de remuneração de capital como dividendo extraordinário (US$ 4.244 milhões). Assim, o valor total para 2023 passou a ser de US$ 18.998 milhões (equivalente a US$ 1,4634 por ação em circulação).

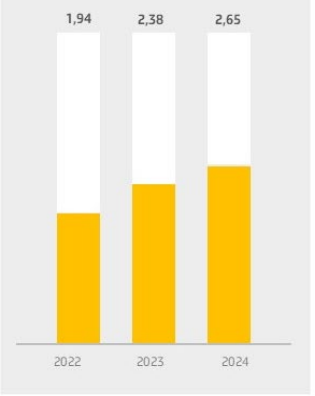
4) O Volume de Óleo e Derivados Vazado (VAZO) registrado em 2024 foi de 14,38 m³, o que representa uma redução de 88% em relação ao limite de alerta de 120 m³ estabelecido para o ano, sendo o segundo melhor resultado da companhia em uma série histórica de 10 anos.

INDICADORES OPERACIONAIS POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

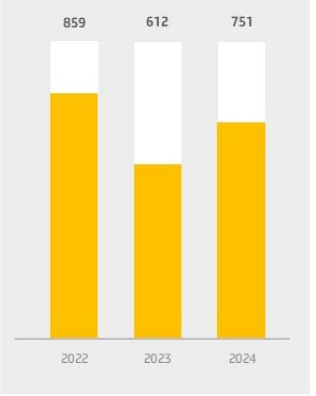
RESERVAS PROVADAS (milhões boe)



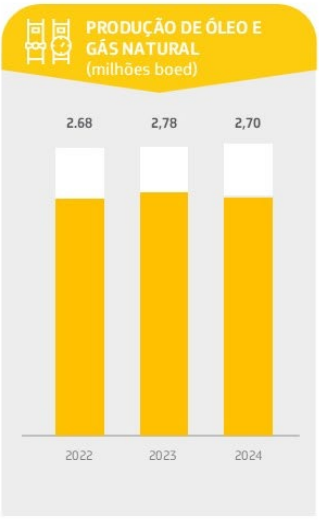
CUSTO DE REFINO (US$/bbl)



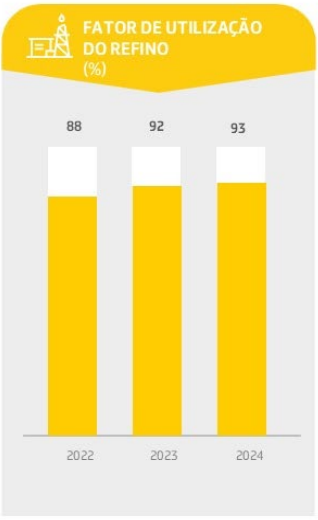
GERAÇÃO DE ENERGIA (MW médio)



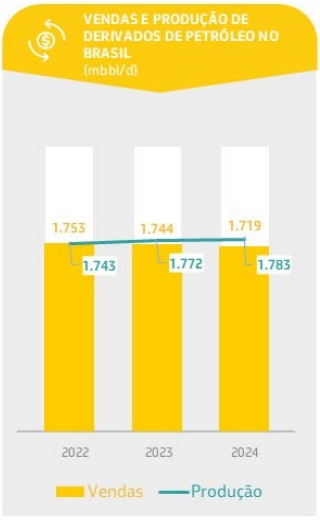
PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL (milhões boed)



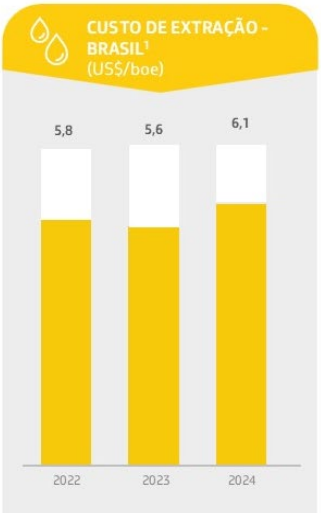
FATOR DE UTILIZAÇÃO DO REFINO (%)



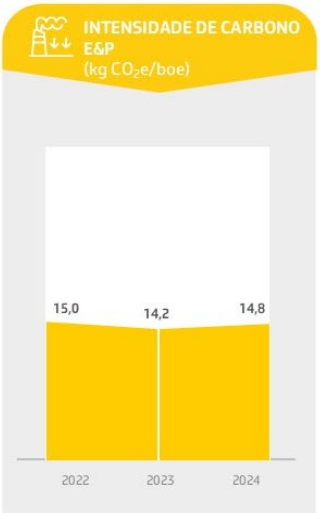
VENDAS E PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mbbl/d)



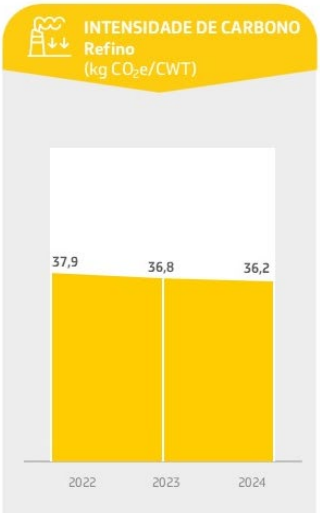
CUSTO DE EXTRAÇÃO - BRASIL[1] (US$/boe)



INTENSIDADE DE CARBONO E&P (kg CO_2e/boe)



INTENSIDADE DE CARBONO Refino (kg CO_2e/CWT)



1) Não inclui afretamentos.



Riscos

Riscos

Estamos expostos a uma série de riscos que, individualmente ou em conjunto, podem afetar nosso negócio e/ou desempenho financeiro. Os fatores de risco são apresentados nos seguintes grupos:

Riscos relacionados a (1) nossa empresa; (2) nossos acionistas, em particular nossos acionistas controladores; (3) nossos diretores; (4) nossos fornecedores; (5) nossos clientes; (6) os setores da economia em que atuamos; (7) a regulamentação dos setores em que estamos envolvidos; (8) países estrangeiros onde estamos envolvidos; (9) questões sociais; (10) questões ambientais; (11) questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição; (12) o uso de nossa marca registrada; e (13) nossas ações e títulos de dívida.

Fatores de Riscos

1) Riscos relacionados à nossa empresa

1.a) Estamos expostos a riscos de saúde, segurança e meio ambiente em nossas operações, os quais podem resultar em acidentes, perdas significativas, processos administrativos e responsabilidades legais.

As atividades relacionadas ao negócio de óleo e gás apresentam riscos elevados, geralmente por envolverem altas temperaturas e pressões. Em particular, as atividades em águas profundas e ultraprofundas, e de refino e petroquímica, realizadas por nós, por nossas subsidiárias ou por nossas empresas afiliadas apresentam vários riscos, como vazamento de petróleo e produtos, colapsos, acidentes aeronáuticos, incêndios e explosões em refinarias e explorações e unidades de produção, incluindo plataformas, navios, dutos, minas, terminais, laboratórios e perdas de contenção em barragens, entre outros ativos de propriedade ou operados por nós, por nossas subsidiárias ou por 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 de outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos na saúde de nossa força de trabalho e/ou nas comunidades vizinhas, fatalidades e danos ambientais. Podem causar danos materiais, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilidade em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como resultado, poderemos incorrer em despesas relacionadas à mitigação, recuperação e/ou compensação pelos danos causados.

Também estamos expostos a riscos de segurança corporativa decorrentes de atos de interferência intencional de terceiros em nossos oleodutos e áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (roubos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Apesar dos nossos esforços e das ações das autoridades públicas no combate às derivações clandestinas, se esta interferência continuar, poderá resultar em acidentes de pequenas ou grandes proporções, incluindo vazamentos ou danos às nossas instalações e às comunidades próximas às nossas instalações, o que poderá afetar a continuidade das nossas operações e acarretar o pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, podendo causar um impacto negativo nos nossos resultados.

Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, poderemos enfrentar dificuldades na obtenção ou manutenção de licenças de operação e sofrer danos à nossa imagem e reputação.

1.b) Falhas em nossos sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (segurança cibernética), serviços de telecomunicações e serviços podem impactar adversamente as nossas operações e reputação.

Nossas operações são altamente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e 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 sua infraestrutura, causados por obsolescência, falhas técnicas e/ou atos deliberados, ou ainda decorrentes de fatores geopolíticos ou derivados de sistemas e infraestrutura digital de terceiros e da nuvem podem prejudicar ou até paralisar nossos negócios e impactar negativamente nossas operações e reputação. Podem também trazer custos imprevistos para recuperação de informações e bens, além da imposição de multas ou sanções legais.

Falhas na segurança da informação (incluindo sistemas industriais e de automação), em função de ações externas,, intencionais ou não (por exemplo, malware, hackers, ciberterrorismo) ou internas (por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos de TI por empregados ou prestadores de serviços que estão em um ambiente de trabalho híbrido trabalhando na empresa e remotamente), também poderá impactar nossos negócios e reputação, nosso relacionamento com *stakeholders* e agentes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores, entre outros), nosso posicionamento estratégico perante nossos concorrentes e nossos 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 ampliar os riscos existentes e criar novas ameaças que podem afetar nossos negócios.

Os sistemas de inteligência artificial podem demonstrar disparidades entre subgrupos ou idiomas devido a dados de treinamento tendenciosos ou podem estar sujeitos a riscos como envenenamento de dados, que pode comprometer a integridade do modelo, ou alucinação, que pode gerar informações incorretas ou enganosas. Dados de treinamento tendenciosos, envenenamento de dados e alucinação podem afetar negativamente os processos internos de tomada de decisão baseados em IA. Além disso, a IA pode ser usada por agentes externos para automatizar e ampliar ataques cibernéticos já conhecidos, tornando-os mais eficientes e difíceis de detectar em tempo hábil.

Além disso, estamos sujeitos a regulamentações crescentes relacionadas à IA, segurança cibernética e à segurança da informação, incluindo, entre outros aspectos, proteção adequada de dados e ativos digitais, supervisão de riscos cibernéticos e comunicação de incidentes. O não cumprimento dessas regulamentações nos níveis nacional e internacional poderá resultar em sanções legais, bem como impactos em nossa imagem e reputação, e afetar os nossos resultados operacionais e financeiros.

1.c) Manter os nossos objetivos de produção de petróleo a longo prazo depende da nossa capacidade de incorporar e desenvolver com sucesso as nossas reservas.

Nossa capacidade de incorporar reservas adicionais depende de atividades de exploração, que nos expõem aos riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas comercialmente viáveis de óleo ou gás natural.

Além disso, a concorrência no setor de óleo e gás no Brasil ou dificuldades na obtenção de licenciamento ambiental em áreas da Nova Fronteira, tanto no Brasil quanto no exterior, podem dificultar ou encarecer (i) a obtenção de áreas adicionais em rodadas de licitação para novos contratos e (ii) o desenvolvimento de áreas contratadas existentes.

A adição de novas reservas depende da nossa capacidade de conceber e implementar projetos de desenvolvimento. As atividades de exploração e desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas exigem investimentos de capital significativos e envolvem vários fatores que estão além do nosso controle, como mudanças significativas nas condições econômicas, regulamentações climáticas e ambientais e obtenção e/ou renovação de licenças ambientais, capacidade do mercado fornecedor e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas ou incidentes em equipamentos, que possam restringir, atrasar ou cancelar nossas operações.

1.d) Podemos incorrer em perdas e gastar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente somos parte em diversos processos administrativos, judiciais e arbitrais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e societária movidas contra nós. Essas reclamações

envolvem montantes substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem impactar negativamente em nossos resultados no caso de resultados desfavoráveis, como a rescisão de contratos e/ou a revisão de autorizações governamentais. Dependendo do resultado, o litígio pode resultar em restrições às nossas operações e ter efeitos adversos relevantes em alguns dos nossos negócios.

Podemos ser afetados por mudanças em regras, regulamentações e jurisprudência que podem ter um efeito adverso relevante sobre nossa situação financeira e resultados.

1.e) A seleção e o desenvolvimento de nossos projetos de investimento apresentam riscos que podem afetar os nossos resultados esperados.

Avaliamos constantemente novas oportunidades de projetos para nosso portfólio de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento e maturação, podemos enfrentar mudanças nas condições de mercado, como flutuações nos preços de insumos e produtos acabados, novas exigências regulatórias, preferências do consumidor e perfil de demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento que podem comprometer nossas taxas de retorno esperadas. Também podemos ajustar nossos critérios de aprovação de projetos, aumentando nosso foco naqueles que visam descarbonizar as operações, resultando em diferentes perfis de risco e retorno.

Enfrentamos riscos específicos para projetos de óleo e gás. Apesar da nossa experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e do contínuo desenvolvimento de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e a qualidade do petróleo e do gás produzido em determinado campo só serão plenamente conhecidas na fase de produção, o que pode exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e de sua taxa de retorno esperada.

Há também riscos relacionados a possíveis atrasos na execução de projetos de óleo e gás, que podem resultar na incompatibilidade de datas exigidas entre projetos de *upstream* e *downstream* (por exemplo, atraso na infraestrutura *onshore*, impactando o fluxo offshore de petróleo e gás e o transporte de gás *onshore*). Nós, juntamente com parte de nossa cadeia de suprimentos, também enfrentamos riscos associados a conflitos internacionais, guerras ou indisponibilidade não planejada de ativos e/ou recursos críticos (como plataformas de perfuração, embarcações especiais e cadeias de gás natural e GNL) que também podem afetar o fluxo *offshore* e *onshore* e comprometer a continuidade da cadeia de produção de nossos negócios. Além disso, o não cumprimento das obrigações estabelecidas pelos órgãos reguladores pode gerar multas e responsabilidades.

Além disso, apesar da nossa experiência em exploração, produção e refino, poderemos enfrentar novos desafios técnicos à medida que nos aproximamos da fronteira tecnológica.

Nosso Plano Estratégico e nosso Plano de Negócios incluem iniciativas relacionadas às mudanças climáticas, pois esses compromissos estão se tornando cada vez mais relevantes no negócio de óleo e gás. Os riscos da mudança climática incluem riscos físicos, como eventos climáticos extremos e seu impacto em nossas operações, bem como riscos inerentes à transição energética para uma economia de baixo carbono, incluindo mudanças políticas e/ou regulatórias e mudanças nas demandas do mercado. Para tratar esses riscos, poderemos ter de aumentar os nossos investimentos em medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, o que poderá resultar num aumento das despesas de capital e ter um impacto significativo no nosso Plano Estratégico e nosso Plano de Negócios. Para mais informações sobre como as mudanças climáticas podem impactar os nossos resultados e estratégia, consulte o fator de risco "11.a) As mudanças climáticas podem impactar os nossos resultados e estratégia" nesta seção.

1.f) Temos passivos substanciais e podemos estar expostos a restrições significativas de liquidez no curto e médio prazo, o que pode afetar material e adversamente nossa situação financeira e nossos resultados.

Reduzimos substancialmente o nível da nossa dívida nos últimos anos. Contudo, nossos passivos ainda são relevantes e podem potencialmente enfraquecer nossa liquidez em tempos adversos. Considerando que

pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados, pagar obrigações de principal e juros nos termos contratados e honrar nossos compromissos financeiros, qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar nossos resultados e a capacidade de cumprir nosso Plano de Negócios ou qualquer plano adotado posteriormente.

Nossa falta de classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução de nossas classificações de crédito podem ter consequências adversas em nossa capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou de ações, ou podem afetar nosso custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou oneroso o refinanciamento de obrigações vincendas. O impacto sobre nossa capacidade de obter recursos e o custo de tais recursos poderá afetar adversamente nossos resultados e nossa situação financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer alteração na classificação de crédito do Governo federal brasileiro. Qualquer redução nas classificações de crédito do Governo federal brasileiro poderá ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamento e/ou sobre o custo de nosso financiamento e, consequentemente, sobre nossos resultados e nossa situação financeira.

1.g) Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem causar um efeito adverso sobre nossa situação financeira e resultados.

Nós e nossas subsidiárias, no Brasil ou no exterior, estamos sujeitos a regras e regulamentos tributários que podem, ao longo do tempo, resultar em interpretações diferentes entre nós, nossas subsidiárias e autoridades fiscais (incluindo autoridades federais, estaduais e municipais), que não têm interpretações uniformes. Como resultado de tais divergências, nós e nossas participações societárias poderemos ter que assumir provisões e encargos imprevistos. Em alguns casos, quando nós e/ou nossas subsidiárias esgotamos todos os recursos administrativos relacionados a uma contingência fiscal, novos recursos poderão ser interpostos nos tribunais judiciais, os quais poderão exigir garantias, como o depósito de um valor igual ao valor do encargo. Em alguns desses casos, a liquidação de tais encargos por meio de transações fiscais ou programas de regularização incentivados pode ser uma opção mais favorável para nós e nossas subsidiárias, caso em que avaliamos as alternativas e tomamos uma decisão informada sobre prosseguir com a liquidação de cobranças.

Além disso, o Congresso brasileiro pode aprovar mudanças na legislação tributária que poderiam alterar substancialmente a estrutura tributária brasileira e afetar nossos negócios. As autoridades fiscais do Brasil (incluindo as federais, estaduais e municipais) e as autoridades fiscais estrangeiras também poderão publicar nova legislação e/ou regulamentação que impacte o cumprimento de obrigações fiscais (primárias e acessórias) que exijam esforços relevantes (recursos humanos e sistêmicos) por parte dos contribuintes cumprir as obrigações dentro do prazo legal. A obrigação de adequar nossos processos às novas legislações em um curto espaço de tempo poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e nos resultados de nossas controladas.

Qualquer uma dessas ocorrências poderá ter um efeito adverso relevante sobre nossa situação financeira e resultados.

1.h) Nossas estimativas de reservas de petróleo bruto e gás natural envolvem certo grau de incerteza, o que pode afetar adversamente nossa capacidade de gerar receita.

Nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural estabelecidas neste relatório anual são as quantidades estimadas de petróleo bruto e gás natural que os dados de geociências e engenharia demonstram com razoável certeza serem economicamente produzíveis a partir de uma determinada data a partir de reservatórios conhecidos sob condições econômicas e operacionais existentes de acordo com o Regulamento S-X da SEC e outros regulamentos 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 utilizamos para estimar nossas

reservas apresentam incertezas que podem resultar em diferenças entre as produções esperadas nas reservas reportadas e a produção de fato realizada. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas e nas regulamentações climáticas.

As incertezas técnicas, econômicas e das regulamentações climáticas podem levar a reduções em nossas estimativas de reservas e a menores produções futuras, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e em nossa situação financeira.

1.i) Os projetos de descomissionamento têm se tornado mais relevantes em nosso portfólio, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulatórias e expectativas dos stakeholders, o que pode resultar em danos à nossa imagem e aumento de custos.

Os projetos de descomissionamento têm se tornado mais relevantes para o nosso portfólio à medida que os contratos de concessão expiram ou os sistemas de produção perdem viabilidade econômica. Apesar da publicação da Resolução ANP 817/2020 que estabelece as regras para a realização do descomissionamento de sistemas de produção, poderemos enfrentar algumas dificuldades na definição do escopo desses projetos e no atendimento às exigências regulatórias, especialmente devido à nossa curva de aprendizado e à da indústria nesta área, bem como a evolução da regulamentação aplicável. O encerramento das operações e o descomissionamento podem impactar negativamente o meio ambiente e as comunidades de entorno devido aos processos de desmantelamento de estruturas e instalações. Embora os nossos planos de desmantelamento tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, é possível que estes planos também enfrentem escrutínio ou não cumpram as exigências ou expectativas das partes interessadas em relação às práticas ambientais, sociais e de governação. Como resultado, a demanda de recursos para os projetos pode aumentar, bem como os custos, sejam eles operacionais ou referentes ao custeio total dos projetos. Além disso, nossa imagem e reputação poderão ser afetadas negativamente.

1.j) As obrigações com planos de benefícios previdenciários ("Petros") e assistência médica são estimativas revisadas anualmente e podem divergir das obrigações reais futuras devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como mudanças nas premissas atuariais, que podem exigir contribuições adicionais para reequilibrar os planos.

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos benefícios previdenciários como para o plano de assistência médica, é baseado em estimativas e premissas atuariais, bem como na modelagem de regras de negócio, observadas as regulamentações aplicáveis de cada plano e a legislação aplicável. Assim, o valor das obrigações corresponde a uma estimativa que poderá sofrer alterações ao longo do tempo, uma vez que os pressupostos e estimativas não se confirmam.

Além disso, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados à previdência complementar, incluindo um aumento gradual na longevidade da população coberta, riscos legais que acentuam o nível de benefícios e riscos que afetam os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações dos planos de benefícios patrocinados por nós, o que pode não gerar os retornos necessários para cobrir as responsabilidades relevantes, caso em que poderão ser necessárias contribuições adicionais de nossa parte e dos participantes, observada a regra constitucional de paridade contributiva.

No que diz respeito 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 poderão resultar em um aumento em nossos passivos e afetar adversamente nossos resultados e nossa situação financeira.

1.k) Dificuldades em atrair, desenvolver e reter pessoas com as habilidades e capacitação necessárias pode impactar negativamente a implementação da nossa estratégia.

Nosso sucesso depende da capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que esteja qualificado para assumir cargos de liderança no futuro.

O ingresso de empregados em cargo ou emprego público no Brasil é realizado por meio de processo seletivo público, conforme previsto na Constituição Federal. Dado que a Consolidação das Leis do Trabalho não nos permite exigir mais de seis meses de experiência anterior, não podemos garantir que os novos empregados tenham a experiência adequada para desempenhar as atividades para as quais foram designados, ou seja, com qualificação, experiência e competências previamente desenvolvidas no mercado.

Não há garantia de que alocaremos e treinaremos adequadamente nossos empregados, nem que seremos capazes de fazê-lo sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha poderá afetar adversamente nossos resultados e negócios.

1.l) Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas dos nossos empregados ou de empregados de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Diversos fatores podem gerar questões jurídicas e reclamações trabalhistas, ensejando greves e paralisações, tais como:

- discordâncias e insatisfações em relação à nossa estratégia de negócios, em particular, aquelas relacionadas à gestão de portfólio e suas implicações para a força de trabalho;
- políticas de recursos humanos em relação a remuneração, benefícios e número de empregados;
- contribuições dos trabalhadores para cobrir o déficit do plano de previdênci (Petros);
- implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência; e
- mudanças na legislação trabalhista.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicações trabalhistas em qualquer uma de nossas instalações ou em nossos principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de continuar nossas operações e concluir nossos projetos, impactando negativamente nossos resultados e nossa situação financeira.

1.m) Nossos negócios podem ser afetados de forma material e adversa pelo surgimento de epidemias ou pandemias, como a COVID-19.

Epidemias e pandemias causadas por agentes infectantes, como a pandemia da COVID-19, podem impactar a saúde de nossa força de trabalho, de nossos parceiros e fornecedores, bem como exigir a reformulação de rotinas, procedimentos e organização do trabalho em geral, podendo, consequentemente, afetar a continuidade de diversas atividades e a nossa produtividade. A operação de instalações como plataformas, refinarias, terminais, entre outras poderá ser impactada, bem como o pleno funcionamento da cadeia de suprimentos. Além disso, tais eventos de saúde pública poderão afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, consequentemente, poderá impactar negativamente nossos resultados e situação financeira.

1.n) Não mantemos seguro contra interrupção de negócios nas operações no Brasil e a maior parte de nossos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Geralmente não mantemos cobertura de seguro para interrupções de negócios de qualquer natureza em nossas operações no Brasil, incluindo interrupções de negócios causadas por disputas trabalhistas. Se, por exemplo, nossos trabalhadores ou os de nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços entrassem em greve, as paralisações de trabalho resultantes poderiam ter um efeito adverso sobre nós. Além disso, como regra geral, não há seguro para os nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem.

Portanto, um ataque ou incidente que provoque a interrupção das operações poderá ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e situação financeira.

Adicionalmente, nossas apólices de seguros não cobrem todos os tipos de riscos e responsabilidades nas áreas de segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos, que podem impactar nossos resultados. Não podemos garantir que não ocorrerão incidentes no futuro, que haverá seguros para cobrir os danos ou que não seremos responsabilizados por esses eventos, o que poderá afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, não podemos garantir que os valores das coberturas de seguros contratados para riscos relacionados às nossas atividades serão suficientes para garantir, em caso de sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que poderá afetar adversamente nossos negócios e resultados.

1.o) A manutenção da nossa competitividade depende da nossa capacidade de desenvolver-se, adaptar-se e ter acesso às novas tecnologias.

A tecnologia e a inovação são elementos centrais para garantir a nossa competitividade, segurança e geração futura de valor. Direcionamos nossos esforços de pesquisa, desenvolvimento e inovação tanto para melhorar a eficiência e o crescimento dos negócios atuais, como para diversificar os negócios futuros, seja por meio de inovação incremental ou disruptiva.

Se não inovarmos nas áreas de conhecimento da indústria em que atuamos, desde a melhoria de processos e ativos até a concepção da indústria do futuro, poderemos enfrentar efeitos adversos em nossa competitividade, em nossa capacidade de implementar nossa estratégia de longo prazo e nossa capacidade de expandir a criação de valor.

Além disso, sem inovação tecnológica, poderemos ter dificuldades em identificar e desenvolver soluções de descarbonização com menores custos para a sociedade, bem como dificuldades em fornecer energias cada vez mais limpas, comprometendo a nossa competitividade e capacidade de responder às novas regulamentações ambientais e às tendências do mercado em tempo hábil.

1.p) Nossos desenvolvimentos relacionados à transição energética, o que inclui produtos e serviços de baixo carbono, estão sujeitos a incertezas que podem afetar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do nosso portfólio.

Poderemos realizar aquisições ou parcerias no segmento de transição energética que possam impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do nosso portfólio, devido aos riscos associados a essas novas oportunidades de projetos.

O sucesso de projetos de aquisição ou parcerias relacionadas à transição energética - que inclui o desenvolvimento de produtos e serviços de baixo carbono - depende do desenvolvimento de novos processos, sinergias operacionais, regulamentações governamentais, recrutamento e treinamento, já que novas habilidades podem ser necessárias. Portanto, o desenvolvimento de produtos e serviços com baixo carbono está sujeito a incertezas que podem ter um efeito adverso em nossos resultados financeiros esperados.

Espera-se que a demanda por combustíveis fósseis diminua à medida que as tecnologias alternativas se tornem cada vez mais viáveis e populares. Nossa capacidade de nos mantermos competitivos durante a transição para fontes de energia mais limpas depende de fatores como desenvolvimentos regulatórios e preferências do consumidor influenciadas pelas mudanças climáticas e pela transição energética para fontes de energia mais limpas. Incertezas com relação ao ritmo dessa transição energética podem afetar a demanda de produtos, levando a possíveis restrições de produção e fornecimento, o que poderia prejudicar o desenvolvimento de novas oportunidades de negócios lucrativos. Falhas relacionadas à diversificação de nossas operações podem afetar negativamente nossas receitas.

1.q) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, estamos expostos a riscos que podem levar a perdas financeiras.

Após a conclusão de cada aquisição, desinvestimento ou parceria (etapa de *pós-closing*), devemos realizar a gestão e o acompanhamento das ações exigidas e previstas nos contratos relativos a cada projeto, levando em consideração os direitos e o cumprimento das obrigações estabelecidas nos documentos que formalizam essas transações. O não cumprimento de tais obrigações contratuais ou o não exercício de direitos poderá resultar em perdas financeiras.

Além disso, conforme determinado pela ANP, em caso de venda total ou parcial de nossa participação em contratos de E&P, permanecemos solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o término da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir esta tarefa. Esta responsabilidade solidária abrange obrigações que surjam antes ou depois da transferência, desde que resultem de atividades realizadas em data anterior à transferência. O mesmo se aplica aos passivos ambientais, independentemente do segmento em que o ativo alienado faz parte. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade pelos danos ambientais é de responsabilidade de todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a sua concretização, e os ajustes feitos entre as partes compradora e vendedora não exoneram essas partes de sua responsabilidade.

Adicionalmente, a venda de ativos poderá impactar negativamente as sinergias existentes e a integração logística dentro de nossa companhia, o que poderá afetar adversamente nossos resultados.

Os nossos atuais ou futuros parceiros poderão não conseguir cumprir as suas obrigações, incluindo as financeiras, o que poderá pôr em causa a viabilidade de alguns projetos em que participamos. Dependendo do modelo de estrutura societária que rege a parceria, nossos parceiros poderão ter o direito de vetar determinadas decisões, o que também poderá afetar a viabilidade de alguns projetos.

Independentemente do parceiro responsável pelas operações de cada projeto de E&P, podemos estar expostos a riscos associados a essas operações, incluindo litígios (onde a responsabilidade solidária poderia ser aplicada) e os riscos de sanções governamentais decorrentes de tais parcerias, o que poderia ter um efeito adverso relevante sobre nossas operações, reputação, fluxo de caixa e situação financeira.

Com relação aos processos de aquisição e parceria, o ativo-alvo pode não ter o desempenho esperado durante o período de aquisição ou formação da parceria. Esse risco inerente pode ser atribuído a uma variedade de fatores, incluindo a volatilidade dos preços de mercado, mudanças regulatórias e econômicas, bem como a integração cultural e operacional entre as organizações envolvidas.

1.r) Estamos sujeitos ao risco de que o controle interno sobre os relatórios financeiros possa se tornar inadequado devido a mudanças no ambiente de controle, ou que o grau de cumprimento de nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

As limitações inerentes ao controle interno sobre os relatórios financeiros podem fazer com que eles não falham em prevenir ou detectar erros e podem afetar adversamente a nossa capacidade de reportar resultados financeiros em períodos futuros com precisão e tempestividade. Além disso, é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, uma vez que os nossos controles podem tornar-se inadequados devido a alterações no ambiente de controle, ou porque o nosso grau de conformidade com as nossas políticas e procedimentos pode deteriorar-se.

A identificação de uma fraqueza material em nossos controles internos sobre relatórios financeiros ou qualquer uma das ocorrências acima poderá afetar adversamente nossos negócios e operações e poderá gerar reações negativas de mercado em relação a nós, potencialmente afetando nossas condições financeiras e levando a um declínio no valor de nossas ações.

1.s) Investigações conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras sobre a possibilidade de não conformidade com a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou outras leis relacionadas podem nos afetar negativamente.

Os possíveis desdobramentos adversos relacionados a investigações anteriores conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras podem nos afetar negativamente e desviar os esforços e a atenção de nossa equipe administrativa de nossas operações comerciais normais. No caso de qualquer investigação ou processo futuro conduzido por qualquer autoridade no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrente de qualquer possível não conformidade com a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou outras leis, podemos ser obrigados a pagar multas ou outros tipos de condenações financeiras, ou a cumprir ordens judiciais sobre condutas futuras ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós. O resultado de qualquer investigação ou processo desse tipo pode afetar negativamente nossa imagem e reputação.

1.t) Podemos enfrentar processos adicionais decorrentes de investigações anteriores relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção.

Atualmente somos parte em uma ação coletiva iniciada na Holanda, em uma ação coletiva e em um processo de arbitragem na Argentina e em um processo de arbitragem e judicial iniciado no Brasil, todos relacionados à investigação da Lava Jato. Em cada caso, os processos foram movidos por investidores (ou entidades que supostamente representam os interesses dos investidores) que adquiriram nossas ações negociadas na Bolsa de Valores B3 ou outros valores mobiliários de nossa emissão fora dos Estados Unidos, alegando danos causados por fatos descobertos na Lava Investigações de Jato.

Na Argentina, somos réus em duas ações criminais movidas pela *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa*, atualmente denominada *Consumidores Damnificados Asociación Civil*.

Além disso, a EIG Management Company, LLC e oito de seus fundos administrados entraram com uma queixa contra nós em 23 de fevereiro de 2016, perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Columbia. No entanto, como o caso foi resolvido em 7 de março de 2025, fomos liberados de quaisquer direitos que a EIG pudesse reivindicar em relação à disputa.

Para obter informações adicionais sobre processos judiciais relevantes nos quais nós ou nossas subsidiárias somos partes, consulte "Processos Judiciais e Fiscais – Processos Judiciais" neste relatório anual.

É possível que demandas ou reclamações adicionais sejam apresentadas no futuro nos Estados Unidos, no Brasil ou em qualquer outro lugar contra nós em relação à investigação da Lava Jato. Também é possível que outras informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer de quaisquer investigações de corrupção por parte das autoridades brasileiras. Nossa administração pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas reivindicações, o que poderia impedi-la de se concentrar em nosso negócio principal.

Além disso, informações adicionais substanciais poderão surgir no futuro, o que faria com que a estimativa que fizemos em 2014 para pagamentos indevidos capitalizados incorretamente parecesse, retrospectivamente, ter sido materialmente baixa ou alta. Em anos anteriores, fomos obrigados a abater custos capitalizados representando valores que pagamos a maior pela aquisição de ativo imobilizado. Poderemos ser obrigados a reapresentar nossas demonstrações financeiras para ajustar ainda mais as baixas que representam a superavaliação de nossos ativos reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de anos anteriores.

1.u) As operações com partes relacionadas poderão não ser devidamente identificadas e tratadas.

De acordo com nossa Política de Transações com Partes Relacionadas, as transações com partes relacionadas devem ser realizadas em condições de mercado, executadas no nosso melhor interesse, sem conflito de interesses e atendendo aos requisitos necessários: competitividade, *compliance*, transparência, equidade e deslocamento. Os processos de decisão envolvendo estas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de divulgação adequada de informações, de acordo

com a legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. Qualquer falha em nosso processo de identificação e tratamento dessas situações poderá afetar adversamente nossa situação econômico-financeira, bem como levar a avaliações regulatórias por parte dos órgãos.

1.v) As violações das leis de proteção de dados aplicáveis podem resultar em multas e outros tipos de sanções que podem nos afetar adversamente.

De acordo com a Lei Brasileira nº 13.709/2018 – Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - "LGPD"), estaremos sujeitos a penalidades em casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Processamos dados pessoais de diversas partes interessadas, tais como: empregados, empregados terceirizados, clientes, fornecedores, investidores, visitantes de nossas instalações físicas e sites, entre outros. O não cumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD pode resultar em ações judiciais e/ou penalidades administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio de acesso a dados pessoais, exclusão de dados pessoais, suspensão parcial de operações de banco de dados, suspensão de atividades de processamento de dados e proibição parcial ou total de atividades relacionadas ao processamento de dados.

2) Riscos relacionados aos nossos acionistas, em especial ao nosso acionista controlador

2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir daqueles de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo.

A legislação brasileira exige que a União Federal detenha a maioria de nosso capital com direito a voto e, por conseguinte, tem o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, através deles, os Diretores Executivos, que são responsáveis pela administração no dia a dia.

Como resultado, o Governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, exerce influência substancial sobre a direção estratégica de nossos negócios e orientou, e pode continuar a orientar, determinadas políticas macroeconômicas e sociais por nosso intermédio, conforme permitido por lei.

Os interesses da União Federal podem diferir e não atender aos melhores interesses dos nossos acionistas minoritários, e as decisões tomadas como acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes das que envolveram no passado.

Para informações adicionais sobre nossas regras para nomeação da Alta Administração e conflitos de interesse, consulte "Ambiental, Social e Governança – Governança Corporativa", "Conformidade e Controles Internos – Conformidade" e "Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva" neste relatório anual.

2.b) O pagamento de dividendos e o valor destinado à distribuição aos acionistas depende da nossa política de remuneração aos acionistas, que está sujeita a alterações.

Nossa capacidade de pagar dividendos aos acionistas pode ser afetada por diversos fatores, inclusive nosso desempenho financeiro, nível de endividamento, necessidades de capital, perspectivas futuras e outras considerações comerciais. De acordo com nossa política de remuneração aos acionistas, a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio depende, entre outros fatores, de nosso nível de investimentos e fluxo de caixa operacional. Caso optemos por um plano estratégico que exija um maior volume de investimentos, ou alteremos nosso plano estratégico para isso, o valor destinado à distribuição de dividendos poderá ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser afetado por vários fatores, incluindo o preço e a produção do petróleo, influenciando assim a distribuição de dividendos.

Nossa política de remuneração aos acionistas poderá ser alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, potencialmente impactando parâmetros como periodicidade de pagamentos, fórmula de cálculo, indicadores financeiros, pagamento mínimo (se houver), entre outros. O pagamento de

dividendos acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como patamar de referência.

Além disso, mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e de nossa diretoria podem resultar em mudanças em nossa política de remuneração aos acionistas. Existe a possibilidade de que tais mudanças sejam relevantes e possam resultar no pagamento de menos ou nenhum dividendo no futuro.

3) Riscos relacionados aos nossos diretores

3.a) Falhas em prevenir, detectar em tempo hábil, ou corrigir comportamentos incompatíveis com nossos princípios éticos e regras de conduta podem ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Estamos sujeitos ao risco de que nossos diretores, administradores, empregados, prestadores de serviços ou qualquer pessoa que faça negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, contornar ou ignorar nossos controles e procedimentos internos ou se apropriar indevidamente ou manipular nossos ativos para uso pessoal ou benefício de terceiros, contra o nosso interesse.

Além disso, estamos sujeitos ao risco de casos de assédio e discriminação, que podem envolver nossa força de trabalho, colaboradores da cadeia de fornecimento e/ou pessoas das comunidades onde atuamos, e que podem impactar nossa imagem e reputação.

Não podemos garantir que todos os nossos diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer outra pessoa que faça negócios conosco cumprirão nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional que visam orientar nossos diretores, administradores, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, real ou aparente, no cumprimento dos nossos princípios éticos ou no cumprimento das obrigações regulamentares ou de governação aplicáveis poderá prejudicar a nossa reputação, limitar a nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso nos nossos resultados e situação financeira.

4) Riscos relacionados aos nossos fornecedores

4.a) Dependemos de fornecedores de bens e serviços para a operação e execução de nossos projetos e, como resultado, podemos ser afetados negativamente por falhas ou atrasos por parte de tais fornecedores.

Somos suscetíveis aos riscos de contratação, desempenho, qualidade do produto e capacidade em nossa cadeia de fornecimento. Se nossos fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou não entregarem os bens e serviços que nos são devidos, poderemos não atingir nossas metas operacionais dentro do custo e/ou prazo esperado. Nesse caso, poderemos eventualmente precisar adiar um ou mais de nossos projetos, o que poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados e situação financeira.

Nosso Plano Estratégico prevê contratos de unidades de produção de petróleo nos próximos anos. Devido a novos obstáculos tecnológicos, os FPSOs aumentaram em complexidade, tamanho e peso das suas plantas de processo e isso representará um desafio para o mercado fornecedor responder plenamente à demanda neste período.

Além disso, devido ao grande volume de recursos a serem contratados para o nosso portfólio de projetos, o mercado fornecedor pode não conseguir absorver a demanda total, causando atrasos na conclusão dos projetos, principalmente nas aquisições de linhas submarinas e EPC (*Engineering Procurement and Construction*) para obras no *downstream*.

Adicionalmente, pode haver riscos de atrasos no processo de desembaraço aduaneiro causados por fatores externos, que podem impactar o fornecimento de mercadorias para nós e afetar nossas operações e projetos.

5) Riscos relacionados aos nossos clientes

5.a) Estamos expostos a riscos de crédito de alguns de nossos clientes e aos riscos de inadimplência associados. Qualquer inadimplência ou descumprimento relevante de pagamento por parte de alguns de nossos clientes poderá afetar adversamente nosso fluxo de caixa, resultados e situação financeira.

Alguns de nossos clientes podem enfrentar restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo na sua qualidade de crédito. Problemas financeiros graves enfrentados pelos nossos clientes podem limitar a nossa capacidade de cobrar valores que nos são devidos ou de fazer cumprir as obrigações que nos são devidas nos termos de acordos contratuais.

Além disso, muitos de nossos clientes financiam suas atividades através do fluxo de caixa operacional, da contração de dívidas de curto e longo prazo, sem disponibilidade de reservas para contingências.

Como muitos de nossos clientes são brasileiros, nosso fluxo de caixa, nossos resultados e nossas condições financeiras podem ser afetados em caso de declínio das condições econômicas no Brasil, resultando em redução do fluxo de caixa, combinado com a dificuldade de acesso a financiamento por parte de nossos clientes.

Isso poderá resultar em uma diminuição em nosso fluxo de caixa e também poderá reduzir ou restringir a demanda futura de nossos clientes por nossos produtos e serviços, o que poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

Pela possibilidade de sermos obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes, conforme indicado no fator de risco "5.b) Poderemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços às contrapartes inadimplentes", nosso fluxo de caixa poderá ser reduzido, o que poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

5.b) Poderemos ser obrigados por tribunais a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes.

Poderemos ser obrigados pelos tribunais brasileiros a fornecer produtos e serviços a clientes, sejam instituições públicas ou privadas, com o objetivo de garantir o fornecimento ao mercado nacional de petróleo, gás natural, produtos e energia. Neste caso, poderemos ser obrigados a fornecer produtos e serviços mesmo em situações em que esses clientes e instituições estejam inadimplentes com obrigações contratuais ou legais, onde não tenhamos obrigações legais e contratuais de fornecer tais serviços ou produtos ou em condições econômicas e condições comerciais. Embora normalmente recorramos dessas decisões aos tribunais superiores, a exigência de que forneçamos tal fornecimento em situações excepcionais poderá afetar adversamente nossa situação econômico-financeira. Para mais informações sobre processos judiciais nos quais nós ou nossas subsidiárias somos partes, consulte o item "Judiciais e Fiscais – Processos Judiciais" deste relatório anual.

6) Riscos relacionados aos setores da economia em que atuamos

6.a) Nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços de petróleo, gás, GNL e derivados.

A maior parte de nossa receita provém principalmente das vendas de petróleo bruto, derivados e, em menor escala, de gás natural. Os preços internacionais do petróleo e dos derivados de petróleo são determinados por vários fatores que estão fora do nosso controle. A volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo provavelmente continuarão porque são estruturais e influenciadas pelas condições e expectativas da oferta e da procura globais. As alterações nos preços do petróleo resultam geralmente em alterações nos preços dos derivados de petróleo e do gás natural. Quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem ter um efeito material adverso sobre nossos negócios, resultados e situação financeira e também podem afetar o valor de nossas Reservas Provadas.

Em 16 de maio de 2023, anunciamos a aprovação de nossa estratégia comercial para fixação de preços de diesel e gasolina, em substituição à política de preços de gasolina e diesel comercializados por nossas refinarias. A estratégia comercial usa referências de mercado, como: (a) o custo alternativo do cliente, como o valor a ser priorizado no preço, e (b) o valor marginal para nós. O custo alternativo do cliente considera as principais alternativas de fornecimento, sejam fornecedores do mesmo produto ou substituto, enquanto o valor marginal para nós é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a empresa, entre elas, produção, importação e exportação do produto e/ou os óleos utilizados no processo de refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por polo de vendas, locais onde a propriedade dos nossos produtos é transferida para terceiros, em equilíbrio com os mercados nacionais e internacionais, tendo em conta a melhor alternativa acessível aos clientes.

Os reajustes de preços continuarão sendo feitos sem uma periodicidade previamente definida, evitando a transferência da volatilidade conjuntural das cotações internacionais e da taxa de câmbio para os preços domésticos.

No passado, nossa administração ajustou periodicamente os preços de petróleo, gás e derivados. No futuro, poderá haver períodos durante os quais os preços dos nossos produtos não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos. Ações e legislações impostas pelo Governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, poderão afetar essas decisões de preços. Representantes do Governo federal brasileiro por vezes expressaram suas opiniões sobre a necessidade de nossos preços levarem em conta as condições internas. Nossa Diretoria Executiva e equipe de gestão ou Conselho de Administração poderão propor novas alterações em nossa estratégia comercial. Tais ações do nosso acionista controlador podem não estar alinhadas com os melhores interesses dos nossos acionistas minoritários e podem resultar em efeitos adversos relevantes sobre a nossa situação financeira e resultados operacionais. Consulte o fator de risco 2.a) "Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir daqueles de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo."

Em nosso segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono, além da produção própria de gás natural, importamos gás da Bolívia e GNL em todo o mundo. Os custos do GNL importado são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas de oferta e demanda mundiais, incluindo a geopolítica internacional. Além disso, o volume importado é principalmente uma função do nível de geração de energia termoelétrica, que está diretamente relacionado às condições hidrológicas no Brasil. As variações nos preços de venda no mercado interno ocorrem influenciadas por prazos e índices contratuais, acordados no momento da assinatura, de forma que há risco de discrepância entre os preços de venda e os custos incorridos com o GNL.

Não podemos garantir que a nossa forma de definir preços não mudará no futuro. Mudanças em nossa estratégia comercial para definição de preços de combustíveis poderão ter um impacto adverso relevante em nossos negócios, resultados, situação financeira e no valor de nossos títulos.

6.b) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de óleo e gás poderão intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam alinhados aos das melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementar o nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados.

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, um relacionado ao mercado de refino (posteriormente alterado em 22 de maio de 2024) e outro relacionado a compromissos do mercado de gás natural. Esses contratos incluem cláusulas relativas às atividades realizadas por nós no fornecimento de petróleo e derivados a terceiros no Brasil. Se não cumprirmos esses contratos, poderemos sofrer impactos negativos, como processos administrativos e multas, bem como danos à nossa imagem e reputação. Para obter mais detalhes sobre esses acordos, consulte os itens "Fusões e Aquisições", "Regulamentação - Refino, Transporte e Comercialização" e "Regulamentação - Gás e Energias de Baixo Carbono" neste relatório anual.

Mudanças regulatórias nas leis antitruste e de concorrência poderão impor penalidades, restrições comerciais e dificuldades na renovação de concessões, o que poderá impactar negativamente nossas operações e resultados e comprometer nosso crescimento sustentável. Adicionalmente, no segmento de exploração e produção, poderemos não obter sucesso na licitação de blocos exploratórios em leilões futuros. Neste caso, poderemos ter dificuldades em reposicionar nosso portfólio em ativos de exploração e produção que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente na camada Pré-sal, o que poderá afetar negativamente nossos resultados.

Em 04 de setembro de 2023, com base nos novos elementos estratégicos aprovados pelo Conselho de Administração, tomamos decisões relativas aos processos de desinvestimento que ainda não haviam atingido a fase de assinatura dos contratos de venda e comunicamos essas decisões ao mercado. A permanência dos ativos no portfólio é reavaliada periodicamente com base em premissas atualizadas de rentabilidade, aderência estratégica, oportunidades de descarbonização e estágio de sua vida produtiva, entre outras. Os ativos cujos desinvestimentos forem por nós aprovados serão oportunamente comunicados ao mercado. Estas decisões são o resultado de um processo de gestão ativa do nosso portfólio, através do qual os diversos ativos são constantemente avaliados em linha com os nossos drivers estratégicos atualizados.

6.c) A fragilidade no desempenho da economia brasileira, a instabilidade no ambiente político, as mudanças legais ou regulatórias e a percepção dos investidores sobre essas condições podem afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso desempenho financeiro e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nossas atividades estão fortemente concentradas no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo Governo federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras, incluindo nós, e sobre as condições de mercado e os preços dos títulos brasileiros. Nossas condições e resultados financeiros podem ser afetados negativamente por diversos fatores, tais como:

- movimentos e volatilidade das taxas de câmbio;
- inflação;
- financiamento dos déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxa de juros;
- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política tributária;
- política legal ou regulatória para empresas estatais e suas participações societárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para a indústria de óleo e gás, incluindo definição de preços, novos impostos ou tarifas, requisitos de conteúdo local;
- políticas e requisitos regulatórios associados à mitigação das mudanças climáticas e à transição para uma economia de baixo carbono;
- instabilidade política resultante de alegações de corrupção envolvendo partidos políticos, autoridades eleitas ou outros empregados públicos; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetam o Brasil.

A incerteza sobre se o Governo federal brasileiro implementará mudanças nas políticas ou 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 valores mobiliários brasileiro e dos

títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira.

O aumento da tensão no ambiente político brasileiro pode resultar em dificuldades para o governo federal brasileiro em obter a maioria dos votos no Congresso Nacional, o que pode levar a um aumento nas incertezas políticas e afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar nossos resultados operacionais e a nossa situação financeira.

6.d) Flutuações de mercado relacionadas à instabilidade política, atos de terrorismo, insurreições, conflitos armados e guerras em diversas regiões do mundo podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios.

Os fatores de risco geopolíticos tornaram-se recentemente mais proeminentes no mundo. Por exemplo, como resultado dos conflitos militares em andamento envolvendo a Rússia e a Ucrânia, e no Oriente Médio, os preços do petróleo, do gás natural e do GNL permanecem extremamente voláteis. Esses conflitos militares e as consequentes sanções econômicas impostas ao governo russo, a determinados cidadãos e empresas russas podem ter um efeito negativo na economia global, inclusive no Brasil. Não podemos prever a extensão desses conflitos e seu impacto em nossos negócios. Esses eventos também afetam os fluxos de petróleo bruto e os mercados relacionados, assim como outros eventos ou atos semelhantes. Um exemplo é a mudança nas exportações de petróleo oferecido pela Rússia, que foram transferidas para a China e a Índia, restringindo a demanda residual desses mercados a outros ofertantes.

Outros exemplos incluem os ataques dos Houthis do Iêmen a navios no Mar Vermelho, a entrada do Irã no conflito entre Israel e o Hamas e o colapso do governo sírio, aumentando as tensões na maior região produtora de petróleo do mundo. Além disso, as reivindicações de terras venezuelanas no território da Guiana podem aumentar a volatilidade no mercado de óleo e gás.

As medidas protecionistas ganharam destaque no cenário mundial no início de 2025, levantando preocupações sobre os possíveis efeitos do aumento das sanções contra o Irã, a Rússia e a Venezuela, bem como a promulgação de tarifas de importação pelos EUA sobre os principais participantes do setor de petróleo, como a China (um grande consumidor) e o Canadá (um grande produtor). Esses acontecimentos podem afetar os fluxos comerciais globais, intensificar a concorrência nos mercados internacionais e aumentar os custos operacionais, criando desafios para nós na garantia de suprimentos, na manutenção da eficiência de custos e no acesso aos mercados afetados.

Além disso, possíveis atrasos ou interrupções na cadeia de suprimentos, aumento significativo nos custos, bem como maior volatilidade nos preços de petróleo, GNL e gás natural, podem ter um efeito adverso na demanda por nossos produtos e serviços e no preço de nossos títulos.

6.e) Somos vulneráveis ao aumento do serviço da dívida resultante da desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano e dos aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

Em 31 de dezembro de 2024, 77,3% de nossa dívida financeira estava denominada em moedas diferentes do real. Uma desvalorização do real em relação a outras moedas aumentará o serviço da nossa dívida em reais, uma vez que o montante de reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumentará com esta depreciação.

As variações cambiais podem ter impacto imediato em nossas despesas e receitas reportadas. Algumas de nossas despesas operacionais, dispêndios de capital, investimentos e custos de importação aumentarão no caso de uma desvalorização do real. Por sua vez, como a maior parte de nossas receitas é denominada em reais, mas vinculada aos preços internacionais do petróleo e dos derivados em dólares, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos no mercado local para refletir a desvalorização do real, nossa geração de caixa em relação à nossa a capacidade de serviço da dívida poderá diminuir.

O serviço da dívida também pode ser afetado por alterações nas taxas de juros. Na medida em que refinanciamos nossas obrigações vencidas com dívidas recém-contratadas, poderemos incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2024, 38,4% de nossa dívida financeira consistia em dívida com taxa flutuante. Geralmente não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para nos proteger contra o risco de um aumento nas taxas de juros.

Na medida em que as taxas flutuantes aumentem, poderemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos a nossa dívida existente nos próximos anos, a combinação do nosso endividamento poderá mudar, especificamente no que se refere ao rácio entre taxas de juro fixas e flutuantes, ao rácio entre dívida de curto prazo e dívida de longo prazo e às moedas em que a nossa dívida está denominada ou à qual está indexada. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo poderão aumentar os pagamentos do serviço da nossa dívida, o que poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados e situação financeira.

6.f) Fatores externos podem impactar o sucesso da implementação de nossas parcerias e gestão de portfólio.

De acordo com nosso planejamento de negócios, a gestão de portfólio abrange as aquisições, parcerias e movimentos de desinvestimento. Nesse contexto, temos ativos em diferentes estágios.

Fatores externos, como a queda dos preços do petróleo, flutuações da taxa de câmbio, deterioração da economia brasileira e das condições econômicas globais, cenário político brasileiro, decisões judiciais e administrativas, aprovação de nova legislação, políticas regulatórias, entre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou impedir oportunidades de compra e/ou venda de ativos, ou afetar o preço pelo qual podemos comprá-los e/ou vendê-los.

Nosso Plano de Negócios é revisado anualmente. Se nossos Planos Estratégico e de Negócios forem alterados, inclusive devido a decisões do Governo federal brasileiro como nosso acionista controlador, nossas diretrizes de gestão de portfólio poderão ser revisadas. Consulte o fator de risco "2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir daqueles de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo" nesta seção. Além disso, quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração, na Diretoria Executiva e em nossa equipe de gestão podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nossos Planos Estratégicos e de Negócios, mas também se esse Plano Estratégico permanecerá em vigor, bem como a direção de quaisquer planos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão de nossas operações e investimentos.

6.g) Mudanças no ambiente econômico, na indústria de óleo e gás e outros fatores resultaram, e podem resultar, em reduções substanciais do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados.

Avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando necessário, o valor contábil de nossos ativos para possíveis perdas por redução ao valor recuperável (*impairments*). Nossos testes de *impairment* são realizados comparando o valor contábil de um ativo individual ou unidade geradora de caixa com seu valor recuperável, seja em operação ou em implantação. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, uma perda por *impairment* é reconhecida para reduzir o valor contábil ao seu valor recuperável.

Mudanças no ambiente econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados onde operamos podem ter um impacto material nas premissas utilizadas para conduzir testes de *impairment*. Por exemplo, uma queda significativa nos preços internacionais de óleo e gás, a depreciação do real, mudanças nas condições de financiamento, tais como 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 nossos projetos, o que poderia implicar em um *impairment* e afetar adversamente nossos resultados.

7) Riscos relacionados com a regulação dos setores em que atuamos

7.a) Divergências de interpretações e novas exigências legais e/ou de órgãos reguladores em nossos setores de atuação podem resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais, podendo causar atrasos na produção ou até mesmo reduzir o mercado para nossos produtos.

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentações e fiscalização de órgãos reguladores, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ, ANVISA e ANM, bem como de outros órgãos como CADE, ANPD, IBAMA, ICMBio, IPHAN e outras nos estados e municípios brasileiros. As questões a seguir, entre outras, estão sujeitas a um regime regulatório supervisionado por agências reguladoras brasileiras:

- concentração de mercado ao longo das cadeias de valor do gás natural e dos derivados de petróleo;
- alocação dos custos de transporte de gás natural entre os participantes do mercado;
- especificações de derivados de petróleo;
- percentual de adição obrigatória de biocombustíveis aos combustíveis fósseis;
- conformidade com requisitos de conteúdo local;
- procedimentos para unificação de áreas;
- regras relacionadas ao monitoramento e descomissionamento de poços;
- definição de preços de referência para cálculo de *royalties* e participação governamental;
- procedimentos para investimento obrigatório em pesquisa, desenvolvimento e inovação;
- mediação/determinação da atribuição de capacidade de movimentação em dutos e terminais marítimos.; e
- requisitos estabelecidos no escopo dos processos de licenciamento ambiental.

Mudanças regulatórias consideradas desfavoráveis pela indústria, bem como mudanças ou divergências de interpretação entre nós e as agências reguladoras podem afetar diretamente as premissas técnicas e econômicas que orientam nossas decisões de investimento e impactar materialmente nossos resultados e situação financeira. Além disso, há incertezas regulatórias com relação a tecnologias de baixo carbono e projetos de transição energética.

As alterações legais podem impactar os mercados de combustíveis de aviação, diesel e gasolina, por exemplo, com aumento nos mandatos para biocombustíveis ou a imposição de restrições para motores de combustão interna. As estruturas legais brasileiras relacionadas à economia de baixo carbono e à transição energética, como captura e armazenamento de carbono, usinas eólicas *offshore* e produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, ainda estão sendo definidas. Portanto, os mercados e projetos para essas iniciativas, por enquanto, estão evoluindo gradualmente no Brasil. Como resultado, possíveis atrasos no estabelecimento dessas estruturas podem nos impedir de atingir as metas relacionadas à transição energética e às iniciativas de baixo carbono.

7.b) Não possuímos nenhuma acumulação de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a lei brasileira, o Governo federal brasileiro é o proprietário de todos os recursos minerais do país, incluindo acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo. De acordo com a regulamentação brasileira, a concessionária ou contratada possui o petróleo e o gás que produz a partir dessas acumulações no subsolo, conforme os contratos de exploração e produção firmados com o Governo federal brasileiro. Possuímos, como concessionária ou parte contratada de determinados campos de petróleo e gás natural no Brasil, o direito exclusivo de desenvolver e produzir os volumes de petróleo bruto e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com os respectivos contratos de exploração e produção, por um prazo específico. O acesso às reservas de petróleo bruto e gás natural é essencial para a produção sustentada e a geração de renda de uma empresa de óleo e gás, e nossa capacidade de gerar renda pode ser afetada

negativamente se houver restrições à exploração dessas reservas de petróleo bruto e gás natural ou à exploração de blocos exploratórios, devido a mudanças na legislação atual, restrições ambientais ou implementação de medidas de exceção.

8) Riscos relacionados com países estrangeiros onde atuamos

8.a) Temos ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social pode afetar negativamente nossos negócios.

Estamos presentes em outros países da América do Sul e na África e podemos operar negócios em países onde pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar negativamente os resultados e a condição financeira de nossas subsidiárias, incluindo:

- imposição de controle de preços;
- imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos;
- oscilação das moedas locais em relação ao real;
- nacionalização das nossas reservas de óleo e gás e dos nossos ativos;
- aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e nas taxas de imposto de renda do petróleo e dos derivados de petróleo;
- mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações a novos projetos; e
- crise geopolítica.

Caso ocorra um ou mais dos riscos descritos acima, poderemos não conseguir atingir nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que poderá impactar negativamente nossos resultados e recursos financeiros.

9) Riscos relacionados a questões sociais

9.a) Nossos projetos e operações podem afetar negativamente diferentes comunidades, especialmente em relação aos direitos humanos. Tais projetos e operações também poderão ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações, impactando nossos negócios, imagem e reputação.

Faz parte de nossa política respeitar os direitos humanos, mitigar riscos, remediar violações e manter relacionamentos responsáveis com os empregados e as comunidades onde operamos, além de sermos diligentes com fornecedores e parceiros. No entanto, ao longo da vida de projetos e operações, podemos inadvertidamente cometer ou contribuir para violações de direitos humanos em nossas atividades, operações e contratos devido ao não cumprimento das diretrizes do Código de Conduta Ética e das Diretrizes de Direitos Humanos, bem como a qualquer erro no processo de identificação e avaliação de riscos de direitos humanos na gestão de RH, na cadeia de suprimentos, nas parcerias e nas comunidades.

As nossas atividades podem ter um impacto na dinâmica social das comunidades onde operamos, incluindo, mas não limitado a economia, cultura, sistema político, ambiente, saúde e bem-estar, direitos individuais e de propriedade, medos e aspirações das pessoas. Não temos controle sobre as mudanças na dinâmica local ou nas expectativas das comunidades onde atuamos.

Nossas decisões e atividades diretas e indiretas 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 de nossos projetos, dificultar nossas operações devido a possíveis ações judiciais, ter um impacto financeiro negativo e prejudicar nossa imagem e reputação.

Além disso, as diversas localidades onde operamos estão expostas a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais como derivações clandestinas, crimes, roubos, sabotagens, bloqueios de estradas e protestos.

Para obter mais informações sobre nossas principais atividades, iniciativas, práticas de gestão, indicadores e compromissos relacionados a questões de ASG, consulte nosso Relatório de Sustentabilidade ou nosso Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa, disponível em nosso site em **www.petrobras.com.br/ri**.

9.b) Considerando que nossos projetos e operações envolvem fornecedores terceirizados, o risco de violação dos direitos humanos por esses fornecedores é possível, o que pode prejudicar nossa imagem e reputação.

Apesar dos mecanismos de conformidade aos quais nossos fornecedores devem aderir, incluindo cláusulas contratuais de direitos humanos e conformidade com nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e obrigações trabalhistas, o risco de violação das leis trabalhistas ou dos direitos humanos por nossos fornecedores é possível, o que pode resultar em responsabilidades legais, penalidades financeiras e danos à nossa reputação.

10) Riscos relacionados a questões ambientais

10.a) Diferentes interpretações de numerosos regulamentos de saúde, segurança, ambientais e padrões industriais que estão se tornando mais rigorosos podem resultar em aumento de despesas operacionais e de capital e redução da produção, bem como a aplicação de sanções e dificuldade na obtenção ou renovação de licenças.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões do setor, às melhores práticas e a uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenças relacionadas à proteção da saúde humana, à segurança e ao meio ambiente, à política de mudanças climáticas, à regulamentação das emissões de carbono e à promulgação de novas estruturas regulatórias para atividades de interesse, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições onde operamos ou comercializamos nossos produtos. Essas leis, regulamentos e exigências podem resultar em custos adicionais significativos, que podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que pretendemos implementar ou podem tornar tais projetos economicamente inviáveis.

Qualquer aumento substancial nos gastos para cumprimento de regulamentações de saúde, segurança ou meio ambiente poderá ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira. Essas leis, regulamentos e exigências cada vez mais rigorosas podem resultar em reduções significativas em nossa produção, incluindo paradas não planejadas, o que também pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e situação financeira.

Há constantes mudanças nas normas e legislações relacionadas à saúde ocupacional e muitas vezes há divergências entre elas. Além disso, é cada vez mais frequente a judicialização de questões relacionadas à saúde, bem como questões relacionadas à caracterização dos acidentes de trabalho e todas as suas consequências, nas esferas cível, trabalhista, administrativa e até criminal.

Além disso, a implantação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial), instituído pelo Decreto nº 8373/2014, resultou na facilidade de acesso dos órgãos de fiscalização governamental às informações dos trabalhadores (inclusive aquelas relacionadas a acidentes no trabalho) e consequentemente estas agências têm sido mais proativas nas suas atividades.

Adicionalmente, possuímos unidades operacionais em diversas regiões metropolitanas do país e, em algumas dessas localidades, a concentração de poluentes gerados por um conjunto variável de poluidores (indústrias, automóveis de passageiros, caminhões, etc.) pode ultrapassar os padrões de qualidade do ar definidos pela legislação. Em 2024, com a publicação da Resolução CONAMA 506/2024, foram definidos

padrões de qualidade do ar mais restritivos que entrarão em vigor em 2025, 2033 e 2044. É provável que isso aumente as exigências para a implementação de melhorias tecnológicas que visem à redução da poluição do ar em unidades industriais, como refinarias, usinas de energia e terminais instalados em regiões que já apresentam ou deverão apresentar problemas de qualidade do ar. Isso pode incluir obstáculos para obtenção ou renovação de licenças de operação e a necessidade de adoção de novas práticas de controle ambiental, como novos tipos de práticas, aumento da frequência de monitoramento de emissões e instalação de novos equipamentos de proteção ambiental, gerando custos mais elevados para nós. Existe também o risco de a utilização de combustíveis ficar sujeita a restrições relacionadas com o nível de emissões de poluentes, o que pode aumentar a necessidade de investimentos em refinarias ou perda de mercado. É possível que nossos esforços para cumprir tais regulamentações resultem em aumento de gastos, e o descumprimento de tais regulamentações poderá causar danos à nossa reputação e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos de investimentos, aquisições, descomissionamentos e desinvestimentos não sejam afetados pelos procedimentos internos dos órgãos reguladores e ambientais relativos à emissão de licenças e autorizações relevantes em tempo hábil.

Possíveis atrasos na obtenção de licenças e anuências podem impactar nossas metas de produção de óleo e gás natural, especialmente em novas fronteiras, influenciando negativamente nossos resultados e situação financeira.

Também estamos sujeitos a sanções que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e dificuldades em atingir nossas metas de produção de óleo e gás, tais como embargos ou interdições parciais ou totais.

Além disso, mudanças na interpretação ou interpretações divergentes em relação às regulamentações de saúde, segurança e meio ambiente, bem como nossa decisão de resolver quaisquer reclamações relacionadas a tais regulamentações, poderão ter um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e resultados.

10.b) Nossos compromissos de proteger o meio ambiente dependem de nossos esforços, mas também de nosso envolvimento com fornecedores e da gestão de outros fatores externos que afetam a realização de nossa estratégia.

Nosso Plano de Negócios estabelece compromissos ambientais relacionados a uma economia circular, segurança hídrica, mudanças climáticas e ganhos de biodiversidade com foco em florestas e oceanos, entre outros, que têm atividades altamente complexas associadas a eles nos próximos anos. Esses compromissos dependem de diferentes partes interessadas para serem implementados, e enfrentamos vários desafios para cumpri-los. Se não formos capazes de superar esses desafios adequadamente, talvez precisemos rever nossas ambições de compromissos ambientais.

11) Riscos relacionados com questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição

11.a) As mudanças climáticas poderão impactar nossos resultados e estratégia.

As mudanças climáticas apresentam novos desafios e oportunidades para nossos negócios. Com o agravamento das mudanças climáticas e os avanços nas regulamentações, se não nos adaptarmos aos novos desafios globais, poderemos estar sujeitos a impactos financeiros, de reputação e legais, o que poderá afetar negativamente nosso fluxo de caixa e resultar na redução de nossa competitividade, na diminuição do valor para os acionistas e na incapacidade de atender às expectativas de outras partes interessadas. Mudanças nas condições ambientais podem afetar algumas das condições operacionais de nossos ativos, como a disponibilidade de água ou condições meteorológicas e oceanográficas.

Há uma preocupação crescente de que as mudanças climáticas afetem a os padrões de circulação atmosférica regional, levando a mudanças nas condições meteorológicas e oceanográficas. Essas condições podem resultar em eventos climáticos extremos, como ondas, ventos e mudanças nos padrões de correntes oceânicas, que podem causar danos e deterioração significativos em nossas instalações offshore. Nossos estudos de resiliência para instalações *offshore* usam um período de retorno de 50 a 100 anos para levar em conta condições extremas de vento e ondas. Entretanto, devido às mudanças climáticas, esse período de retorno pode ser significativamente reduzido.

Regulamentações ambientais mais rigorosas, incluindo respostas orientadas por políticas destinadas a mitigar as alterações climáticas, tais como licenças de emissão de GEE e outras respostas de mitigação, podem potencialmente aumentar os custos operacionais e reduzir a produção.

A Lei nº 15.402/2024, que estabelece regras gerais para o Mercado de Carbono no Brasil, foi aprovada em novembro de 2024 pelo Senado e pela Câmara dos Deputados e foi sancionada pelo presidente do Brasil em dezembro de 2024. No entanto, a definição dos limites de emissões e dos fatores de redução dependerá de regulamentações futuras, o que pode levar a um aumento das despesas e afetar nosso Plano de Negócios.

Um número crescente de investidores procura alinhar os seus investimentos com políticas climáticas de médio e longo prazo. A maior percepção dos riscos climáticos por parte dos investidores e as restrições regulamentares mais significativas relacionadas com os sectores intensivos em carbono podem levar a uma maior dificuldade de acesso ao capital e ao aumento dos custos.

Prevemos uma pressão crescente para desenvolver e utilizar tecnologias mais avançadas para melhorar o nosso desempenho operacional em termos de emissões, a fim de acompanhar as exigências de um mundo orientado para uma economia de baixo carbono. O risco surge da perda de competitividade devido à não implementação de tecnologias ou à implementação de tecnologias ineficazes que poderiam ser aplicadas ao nosso negócio. Isto também poderá ter um impacto potencial na nossa reputação relacionada com as nossas iniciativas e metas de mitigação das alterações climáticas.

O aumento da demanda por energia e outros produtos com menor intensidade de carbono pode afetar negativamente a demanda por petróleo e causar uma queda nos preços do petróleo mais significativa do que a prevista em nosso planejamento. No Brasil, a substituição de combustíveis fósseis, especialmente no setor de transportes, devido a políticas públicas como o "Combustível do Futuro" ou o "Renovabio" e outras iniciativas e tendências potenciais podem afetar o mercado brasileiro e comprometer nossas receitas esperadas.

Além disso, estamos sujeitos a demandas crescentes relacionadas à transparência e à gestão de ASG. Qualquer desalinhamento entre essas exigências e a abordagem adotada por nós em nossa governança e gestão pode resultar em questionamentos por parte dos órgãos reguladores. O não cumprimento das normas regulatórias ou a percepção de falta de transparência pode prejudicar nossa imagem e reputação e afetar nossos resultados financeiros.

Esses fatores podem impactar negativamente a demanda por nossos produtos e serviços e podem prejudicar ou até mesmo comprometer a implementação e operação de nossos negócios, impactando negativamente nossos resultados e situação financeira e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

Para mais informações sobre como as mudanças climáticas podem impactar o nosso Plano Estratégico, consulte o fator de risco "1.e) A seleção e o desenvolvimento dos nossos projetos de investimento apresentam riscos que podem afetar os nossos resultados esperados" nesta secção.

11.b) Eventos de escassez hídrica em algumas regiões onde atuamos poderão impactar a disponibilidade de água na quantidade e/ou qualidade necessária às nossas operações, bem como dificuldades na obtenção outorgas de direito de uso de recursos hídricos, impactando a continuidade dos negócios de nossas unidades industriais.

Temos instalações industriais que utilizam água, desde grandes utilizadores, como refinarias, até pequenos utilizadores, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hidrointensivos, são logisticamente importantes na nossa cadeia de valor. Nos últimos anos, diversas regiões do mundo, incluindo algumas regiões do Brasil, vivenciaram eventos de escassez temporária de água doce, inclusive para consumo da população. Em caso de escassez de água, nossas licenças de uso de água poderão ser suspensas ou modificadas temporariamente e, como resultado, poderemos ser obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades produtivas, uma vez que a disponibilidade de água para consumo humano e animal tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode comprometer temporariamente a continuidade dos nossos negócios, bem como gerar impactos financeiros para nós e para a nossa imagem.

Situações de escassez hídrica em bacia hidrográfica onde estão localizadas unidades industriais também podem resultar na formulação ou ampliação de exigências dos órgãos gestores de recursos hídricos em relação à restrição do uso de água doce para fins industriais, podendo exigir, por exemplo: instalação de unidades de reuso de água em unidades operacionais ou mesmo aquisição de água reutilizada de fontes externas. Tais situações podem gerar necessidade de investimentos e aumento de custos operacionais para esse fim.

A escassez hídrica também pode resultar no acionamento mais intenso das usinas termelétricas, que servem como uma fonte de geração de energia complementar à energia renovável. Além disso, tendo em vista que a região Norte brasileira depende fortemente dos rios para realizar a logística, a escassez hídrica poderá afetar a navegabilidade naquela região, impactando os processos logísticos de produtos e insumos e, consequentemente, a continuidade operacional e o cumprimento de compromissos com os nossos clientes.

12) Riscos relacionados ao uso da nossa marca

12.a) A atuação de empresas licenciadas para uso de nossas marcas poderá impactar nossa imagem e reputação.

Nosso antigo plano de desinvestimentos, que seguimos até 2022, incluía a venda parcial ou total de nossas empresas do segmento de distribuição de combustíveis e alguns desses negócios envolviam contratos de licenciamento de nossas marcas. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e comunicações, ele poderá ser percebido pelas partes interessadas como nós; nosso representante ou porta-voz legítimo. Ações ou eventos dos licenciados relacionados aos seus negócios, tais como: falhas, acidentes, violações dos direitos humanos, erros no desempenho empresarial, crise ambiental, escândalos de corrupção e uso indevido de nossas marcas, entre outros fatores – podem impactar negativamente nossa imagem e reputação, com possíveis perdas financeiras.

13) Riscos relacionados com ações e títulos de dívida

13.a) O tamanho, a volatilidade, a liquidez ou a regulamentação dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem restringir a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs.

Nossas ações estão entre as mais líquidas dentre as negociadas na B3, mas, em geral, os mercados de valores mobiliários brasileiros 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 forma diferente da forma como os investidores norte-americanos estão acostumados. Fatores que

podem afetar especificamente os mercados acionários brasileiros podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e no momento que desejarem.

13.b) Os titulares de nossas ADSs poderão não conseguir exercer direitos de preferência com relação às ações subjacentes às ADSs.

Os titulares de ADSs residentes nos Estados Unidos poderão não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários seja efetiva com relação a esses direitos ou uma isenção das exigências de registro de a Lei de Valores Mobiliários está disponível. Não somos obrigados a apresentar uma declaração de registro com relação às ações relativas a esses direitos de preferência e, portanto, não poderemos apresentar tal declaração de registro. Se a declaração de registro não for apresentada ou não houver isenção de registro, o JPMorgan, como instituição depositária, tentará vender os direitos de preferência e os titulares de ADSs terão direito a receber o produto da venda. Contudo, os direitos de preferência expirarão se o depositário não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, consulte "Informações aos Acionistas – Direitos dos Acionistas – Outros Direitos dos Acionistas" neste relatório anual.

13.c) Se os titulares de nossas ADSs trocarem suas ADSs por ações, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter oportunamente moeda estrangeira ao exterior e outras vantagens relacionadas.

O custodiante brasileiro de nossas ações subjacentes às nossas ADSs deverá obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter direito a remeter dólares norte-americanos ao exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações ou mediante a alienação das ações.

A conversão de ADSs diretamente em propriedade das ações subjacentes é regida pela Resolução CMN nº 4.373 e os investidores estrangeiros que desejarem fazê-lo serão obrigados a nomear um representante no Brasil para fins da Resolução CMN nº 4.373, que será responsável por manutenção e atualização dos certificados de registro de investidores no Banco Central do Brasil, o que confere aos investidores estrangeiros cadastrados o direito de comprar e vender diretamente na B3. Tais 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 poderão incorrer em despesas adicionais ou ficar sujeitos a atrasos operacionais que poderão 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 poderá ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulatórias, e não podemos garantir a tais detentores que restrições adicionais aplicáveis a eles, a alienação das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou a repatriação das receitas do processo não serão impostas no futuro.

13.d) Os titulares de nossas ADSs poderão enfrentar dificuldades na proteção de seus interesses.

Nossos assuntos corporativos são regidos por nosso Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 ("Lei Societária Brasileira"), que diferem dos princípios legais que seriam aplicáveis se fôssemos constituídos em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outro lugar fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, que são derivados dos direitos dos titulares de nossas ações, conforme o caso, para proteger seus interesses, são diferentes sob a Legislação Societária Brasileira e sob as leis de outras jurisdições. As leis relativas ao uso de informações privilegiadas, negociação própria, direitos dos acionistas e preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil em comparação com os Estados Unidos.

Além disso, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente daquela nos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para iniciar uma ação coletiva e, de acordo com nosso Estatuto Social, devem, geralmente com relação a disputas relativas a

regras relativas ao funcionamento dos mercados de capitais, arbitrar tais disputas. Para obter mais informações, consulte "Informações aos Acionistas – Ações e Acionistas – Resolução de Disputas" neste relatório anual.

Somos uma empresa estatal controlada pelo Governo federal brasileiro, organizada sob as leis do Brasil e todos os nossos diretores e diretores residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores estão localizados no Brasil.

Como resultado, pode não ser possível aos detentores de ADSs efetuar notificações de processos contra nós ou nossos conselheiros e diretores nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil ou executar contra nós ou nossos conselheiros e diretores decisões obtidas no Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil.

Como as decisões judiciais nos tribunais dos EUA sobre responsabilidade civil com base nas leis federais de valores mobiliários dos EUA só poderão ser executadas no Brasil se determinados requisitos forem atendidos, os detentores de ADSs poderão enfrentar mais dificuldades em proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e diretores do que os acionistas de uma empresa constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

13.e) Os detentores de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os detentores de nossas ações. Além disso, os detentores de ADSs que representam ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões.

Os titulares de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares de nossas ações. Os titulares de nossas ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos em seu benefício nos termos dos contratos de depósito. Os titulares de ADS exercem direitos de voto fornecendo instruções ao depositário, em vez de comparecer às assembleias gerais ou votar por outros meios disponíveis aos acionistas. Na prática, a capacidade de um detentor de ADSs instruir o depositário quanto ao voto dependerá do tempo e dos procedimentos para fornecer instruções ao depositário, seja diretamente ou por meio do custodiante e do sistema de compensação do detentor.

Além disso, uma parte de nossas ADSs representa nossas ações preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas brasileira e nosso Estatuto Social, os detentores de ações preferenciais têm direito a votar em itens específicos da pauta em assembleias de acionistas, como a eleição separada do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Os titulares de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões. Para mais informações, ver "Informações aos Acionistas – Direitos dos Acionistas – Assembleias Gerais e Direitos de Voto" neste relatório anual.

13.f) O mercado de títulos de dívida da PGF pode não ser líquido.

Algumas das notas da PGF não estão listadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas através de um sistema de cotação automatizado. A maioria das notas da PGF estão atualmente cotadas na NYSE e na Bolsa de Valores do Luxemburgo e são negociadas nos mercados NYSE Euronext e MTF, respetivamente, embora algumas negociações das notas da PGF ocorram no mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser cotadas em mercados diferentes da NYSE e da Bolsa de Valores do Luxemburgo e negociadas em mercados diferentes da NYSE Euronext e do mercado MTF. Não podemos oferecer nenhuma garantia quanto à liquidez ou aos mercados de negociação das notas da PGF. Não podemos garantir que os titulares das notas da PGF conseguirão vender as suas notas no futuro. Se não se desenvolver um mercado para as notas da PGF, os detentores das notas da PGF poderão não conseguir revender as notas durante um longo período de tempo, se é que o conseguirão.

13.g) Seríamos obrigados a pagar sentenças de tribunais brasileiros que executassem nossas obrigações sob a garantia relativa às notas da PGF apenas em reais.

Se fossem instaurados processos no Brasil visando fazer cumprir nossas obrigações com relação à garantia relativa às notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações apenas em reais. De acordo com os controles cambiais brasileiros, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda diferente

de reais, que seja 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.

13.h) A conclusão de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por nós era uma transferência fraudulenta poderia resultar na perda dos titulares de títulos da PGF de suas reivindicações legais contra nós.

A obrigação da PGF de efetuar pagamentos sobre as notas da PGF é apoiada pela nossa obrigação sob a garantia correspondente. Fomos informados pelo nosso advogado externo dos EUA de que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do estado de Nova Iorque e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados por nosso consultor jurídico que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculativa e exequível contra nós de acordo com seus termos. No caso de transferência fraudulenta federal dos EUA ou leis semelhantes serem aplicadas à garantia, e nós, no momento em que celebramos a garantia relevante:

- estavam insolventes ou se tornaram insolventes em razão de nossa entrada em tal garantia;
- estavam envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos restantes conosco constituíam capital excessivamente pequeno; ou
- pretendemos incorrer ou contraímos, ou acreditamos ou acreditamos que incorreríamos, dívidas além de nossa capacidade de pagar tais dívidas à medida que vencem; e
- em cada caso, pretendíamos receber ou receber menos do que um valor razoavelmente equivalente ou uma contraprestação justa, então nossas obrigações sob a garantia poderiam ser evitadas, ou as reivindicações relativas a esse acordo poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores.

Entre outras coisas, uma contestação legal da garantia por motivos de transferência fraudulenta pode centrar-se nos benefícios, se houver, obtidos por nós como resultado da emissão das notas PGF. Na medida em que a garantia seja considerada uma transferência fraudulenta ou inexequível por qualquer outro motivo, os detentores das notas da PGF não teriam uma reclamação contra nós sob a garantia relevante e teriam apenas uma reclamação contra a PGF. Não podemos garantir que, após a provisão de todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores de notas da PGF relativas a qualquer parcela evitada da garantia.

Gerenciamento de Riscos Corporativos

Acreditamos que a gestão de riscos integrada e proativa é essencial para a entrega de resultados de forma segura e sustentável. Nossa política de gestão de riscos estabelece diretrizes e responsabilidades e é baseada nos seguintes princípios fundamentais:

- respeito pela vida e pela diversidade da vida;
- total alinhamento e consistência com nosso Plano Estratégico;
- comportamento ético e conformidade dos requisitos legais e regulamentares;
- gestão integrada de riscos; e
- as ações de resposta aos riscos consideram as possíveis consequências cumulativas a longo prazo, os possíveis impactos sobre nossas partes interessadas e devem ser orientadas para a preservação ou agregação de valor e para a continuidade dos negócios.

A estrutura organizacional da gestão de riscos, que está sob a supervisão do nosso Diretor Financeiro ("CFO"), é responsável por:

- estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de riscos orientada por uma visão integrada e sistêmica, que permita um ambiente de monitoramento contínuo dos riscos nos diversos níveis hierárquicos;
- disseminar conhecimento e apoiar a utilização de práticas de gestão de riscos nas unidades organizacionais; e
- identificar, monitorar e reportar periodicamente à nossa Diretoria Executiva e ao nosso Conselho de Administração os nossos principais riscos.

Para apoiar o processo de gestão de riscos, a nossa política corporativa de gestão de riscos especifica as autoridades a serem consultadas, as responsabilidades a serem assumidas e cinco princípios e dez diretrizes que orientam as nossas iniciativas de gestão de riscos.

Esta política tem uma abordagem abrangente à gestão de riscos corporativos, que combina a abordagem tradicional de gestão de riscos econômicos e financeiros com outras áreas de interesse relevantes, como a proteção da vida, da saúde e do ambiente, a proteção de ativos e da informação de negócios (propriedade e segurança) e o combate à fraude e à corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos corporativos.

Para mais informações sobre nossa política de gestão de riscos empresariais, visite nosso site em **www.petrobras.com.br/ri**.

Divulgações sobre Risco de Mercado

Risco de Preço de *Commodities*

Atuamos de forma integrada nas diversas etapas da indústria do petróleo. Uma parcela significativa de nossos resultados está diretamente relacionada à exploração e produção de petróleo, refino e venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo bruto e derivados estão vinculadas aos preços internacionais de *commodities*, estamos expostos às flutuações de seus preços, o que pode influenciar nossa lucratividade, nosso fluxo de caixa operacional e nossa situação financeira.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preços do que utilizar derivativos financeiros para proteger sistematicamente as transações de compras e vendas que visam atender às nossas necessidades operacionais. Contudo, com base nas condições do mercado de petróleo e nas perspectivas de realização do nosso Plano Estratégico, podemos decidir implementar estratégias de proteção utilizando instrumentos financeiros para gerir os nossos fluxos de caixa.

Além disso, participamos de contratos de derivativos para proteger nossas margens em transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos fornecem *hedges* econômicos para compras e vendas de derivados de petróleo nos mercados globais, geralmente previstos para ocorrerem dentro de um período de 30 a 360 dias.

Para obter mais informações sobre nossas transações de derivativos de *commodities*, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando a variação líquida no valor justo de uma alteração adversa no preço da *commodity* subjacente para opções e futuros, consulte a Nota 33 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição ao risco de taxa de juros e taxa de câmbio

Para obter informações sobre risco de taxa de juros e de taxa de câmbio, consulte “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Seguro

Em relação aos riscos operacionais, nossa política é manter cobertura de seguros quando a obrigação de manter tal cobertura decorre de instrumento legal ou contratual ou do nosso Estatuto Social; ou o evento coberto poderá causar danos significativos aos nossos resultados financeiros, e a cobertura for economicamente viável.

Mantemos diversas apólices de seguros, incluindo apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura de danos materiais para ativos *onshore* e *offshore*, como plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração *offshore*, controle de poço em atividades de perfuração e *workover* no Brasil, casco seguros para navios-tanque e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil e seguro de transporte. As coberturas destas apólices são contratadas de acordo com os objetivos que definimos e as limitações impostas pelos mercados globais de seguros e resseguros. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradores classificados como A- ou superior pela Standard & Poor's ou A3 e/ou superior pela Moody's e/ou B++ ou superior pela A.M. Best.

Nossas apólices estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e limitações, e não há garantia de que tal cobertura nos protegerá adequadamente contra responsabilidades por todas as possíveis consequências e danos associados às nossas atividades. Dessa forma, não é possível garantir a existência de cobertura de seguros para todos os danos decorrentes de possíveis incidentes ou acidentes, que possam afetar negativamente nossos resultados.

Não mantemos cobertura de seguro para salvaguardar os nossos bens em caso de guerra ou sabotagem. Também não mantemos cobertura para interrupção de negócios, exceto para alguns ativos específicos no Brasil. Além disso, nossas apólices de responsabilidade civil não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Atualmente, não mantemos cobertura de seguro para incidentes cibernéticos, dados os custos e as limitações na obtenção de cobertura adequada nos mercados de seguros e resseguros para uma empresa do nosso porte. Continuaremos avaliando nossas opções para obter tal cobertura de seguro.

O valor máximo dedutível de nossas apólices nacionais de danos à propriedade é de US$ 200 milhões, e seus limites de indenização podem chegar a US$ 2 bilhões para refinarias e US$ 2,35 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos.

Nossa política geral de responsabilidade civil com relação às nossas atividades *onshore* e *offshore* no Brasil, incluindo perdas devido à poluição repentina, como vazamentos de óleo, tem um limite máximo de indenização de US$ 250 milhões com uma franquia associada de US$ 10 milhões. Também mantemos seguro marítimo com proteção adicional e indenização contra terceiros relacionados às nossas operações *offshore* domésticas com limite de indenização de US$ 50 milhões a US$ 500 milhões, dependendo do tipo de embarcação. Para atividades no Brasil, no caso de uma explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas *offshore* não fixas, essas apólices podem fornecer cobertura de responsabilidade combinada de terceiros de até US$ 750 milhões. Além disso, embora não tenhamos seguro para a maioria de nossos dutos contra danos materiais, possuímos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltrações inesperadas e poluição por óleo.

Além disso, recebemos pesquisas do mercado de seguros que avaliam os riscos operacionais de nossas instalações e fornecem recomendações. Atualmente, contratamos diretamente uma empresa de consultoria para conduzir esse programa de inspeção, e essas pesquisas são compartilhadas com o mercado de seguros.

Em geral, as classificações de risco de nossos ativos estão na média do mercado ou acima dela. Em 2024, tivemos pesquisas em 19 unidades *onshore* e *offshore*. Com base nessas pesquisas, no ano passado, atendemos a cerca de 125 recomendações que contribuem para a melhoria da segurança e do gerenciamento de riscos associados à operação de nossas instalações.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro de responsabilidade civil, como resultado de uma variedade de fatores, incluindo avaliações de risco país, se temos operações *onshore* e *offshore*, ou requisitos legais impostos por um determinado país em que operamos. Mantemos apólices de seguro de controle de poço separadas em nossas operações internacionais para cobrir responsabilidades decorrentes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, essas apólices cobrem reivindicações de danos ambientais causados por explosões em poços e eventos semelhantes, bem como custos de limpeza relacionados, com limites de cobertura de até US$ 350 milhões e US$ 1 bilhão, dependendo do país.

Framework de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos

No mundo tecnologicamente avançado de hoje, os dados se tornaram cada vez mais valiosos, fazendo com que a segurança das informações seja crucial para o sucesso de qualquer organização. Além disso, com o aumento dos ataques globais aos sistemas industriais, especialmente à infraestrutura essencial, tornou-se imperativo evitar danos aos negócios, às operações, à reputação e às vidas humanas. Ao longo dos anos, desenvolvemos um conjunto abrangente de processos, políticas e controles para mitigar os riscos de segurança da informação e cibernética, com base em estruturas globais e práticas recomendadas que oferecem proteção abrangente para nossos negócios.

Leis e Regulamentações

Estamos sujeitos a várias regulamentações brasileiras relativas à segurança das informações. Notadamente, o Decreto nº 9.637/2018 estabelece a Política Nacional de Segurança da Informação e o Decreto nº 11.856/2023 estabelece a Política Nacional de Segurança Cibernética e o Comitê Nacional de Segurança Cibernética, enquanto a Instrução Normativa 1/2020 GSI/PR (Gabinete de Segurança Institucional) orienta a estrutura de gestão da segurança da informação, incluindo a criação do Comitê de Segurança da Informação (o "CSI"). Além disso, cumprimos outras regras gerais, como a Lei Brasileira nº 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), que rege o acesso público à informação.

No que diz respeito à privacidade, cumprimos a Lei nº 13.709/2018 – Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), e estamos sujeitos a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais. Vemos a legislação sobre proteção de dados pessoais como uma oportunidade para evoluir nosso sistema para uma maior maturidade, agregando melhorias contínuas aos nossos processos de privacidade. Para alcançar a excelência, o processo é conduzido por meio de um modelo de governança e da adoção de medidas técnicas e administrativas para responder às exigências legais, mitigar os riscos de violação de dados e garantir os direitos de dados de nossa força de trabalho e das partes interessadas como titulares dos dados.

Governança

Estrutura de Gestão

Temos uma estrutura de gestão executiva dedicada à Segurança da Informação (SI), que opera independentemente do departamento de Tecnologia da Informação (TI). Essa estrutura é responsável por supervisionar as iniciativas de segurança da informação, estabelecendo estratégias e diretrizes alinhadas aos objetivos comerciais, recomendando investimentos para reduzir os riscos cibernéticos e fornecendo proteção digital adequada para os ativos essenciais. Tanto a SI quanto a TI se reportam ao Diretor de Assuntos Corporativos.

A Gerente Executiva de Segurança da Informação, Samara Braz, lidera os esforços de segurança da informação e possui várias qualificações em TI e segurança da informação, incluindo as seguintes:

- Certificação em Governança de TI Empresarial (CGEIT) pela Associação de Auditoria e Controle de Sistemas de Informação ("ISACA");
- Certificação em Risco e Controle de Sistemas de Informação (CRISC) pela ISACA;
- Engenheira de soluções de privacidade de dados (CDPSE) certificada pela ISACA;
- Gerente de Segurança da Informação (CISM) certificada pela ISACA;
- Auditora de Sistemas de Informação (CISA) certificada pela ISACA e
- *Certified Chief Information Security Officer* (CCISO) do International Council of E-Commerce Consultants (EC-Council).

Além disso, temos um Comitê de Segurança da Informação (CSI) composto por membros indicados pela nossa diretoria executiva. O CSI presta consultoria sobre questões de segurança da informação, alinhando-as à Política Nacional de Segurança da Informação e aos nossos objetivos comerciais, com questões estratégicas discutidas trimestralmente.

A equipe de Gestão de Informações de Segurança realiza reuniões regulares para tratar de questões operacionais e estratégicas, além de interações rotineiras. Discussões mensais são realizadas para monitorar os principais indicadores de segurança, processos de gestão e gerenciamento de projetos.

Atuação do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês

Nossa alta administração recebe relatórios periódicos sobre os riscos da matriz de riscos corporativos da Petrobras com base em sua avaliação de severidade. Esses relatórios incluem riscos estratégicos e riscos de severidade muito alta e alta - incluindo aqueles relacionados à segurança cibernética e à segurança da informação. Eles seguem um modelo padronizado com um cronograma anual para ações específicas de gerenciamento de riscos, detalhando os riscos gerenciados e as principais ações de resposta. A alta administração também monitora a evolução da matriz de riscos e os prazos dos planos de resposta.

Os riscos estratégicos são aqueles riscos de negócios que, devido à sua relevância para o cumprimento de nossos objetivos estratégicos, são monitorados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, que programam apresentações trimestrais. Recentemente, os riscos de segurança cibernética foram classificados como estratégicos devido à sua relevância, interconexão e impacto nos negócios.



O Conselho de Administração aprova o perfil de risco da companhia e supervisiona o gerenciamento de risco da companhia com a orientação do Comitê de Auditoria.

O CSI avalia e monitora o Sistema de Gerenciamento de Segurança da Informação, os riscos de segurança cibernética e de segurança da informação e a execução de planos e diretrizes de tratamento de riscos.

O CISO gerencia as iniciativas de segurança da informação, estabelece estratégias alinhadas aos objetivos de negócios e às regulamentações e recomenda investimentos para reduzir os riscos e proteger os ativos essenciais.

Estratégia de Segurança Cibernética e Gestão de Riscos

Nossa abordagem de defesa em camadas integra políticas, processos, treinamento e tecnologia de segurança cibernética para proteger e monitorar nosso ambiente.

Nossas medidas de segurança cibernética baseiam-se principalmente na estrutura de segurança cibernética do National Institute of Standards and Technology ("NIST"). Usamos as práticas recomendadas do NIST para avaliar nossa maturidade de segurança.

Defesa Cibernética

Nosso plano de resposta a incidentes abrange a preparação, a detecção, a resposta e a recuperação de incidentes de segurança cibernética, garantindo a conformidade legal e minimizando os danos à reputação.

Uma Equipe de Resposta a Incidentes de Segurança Computacional (CSIRT), que funciona 24 horas por dia, 7 dias por semana, gerencia e coordena as respostas a eventos de segurança cibernética. Incidentes significativos que possam afetar as decisões dos investidores serão prontamente informados ao mercado, conforme exigido pela SEC.

Somos membros do FIRST (Fórum de Equipes de Segurança e Resposta a Incidentes), um importante fórum global para equipes de segurança cibernética de vários setores e países, com foco na prevenção e no aprimoramento da segurança global das informações.

Colaboramos com equipes globais de segurança cibernética, compartilhando inteligência sobre ameaças e práticas recomendadas, e participamos de workshops, conferências e parcerias para aprimorar a segurança, a privacidade e os recursos tecnológicos.

Para reforçar nossas medidas de segurança, nós:

- contratamos empresas independentes para identificação periódica de vulnerabilidades e testes de penetração.
- realizamos revisões regulares da segurança das informações com base na Estrutura de Segurança Cibernética do NIST por auditores terceirizados.

Temos aprimorado nossa maturidade em cibersegurança operacional por meio da implementação de uma estratégia robusta para proteger os sistemas de automação e controle industrial. Isso inclui a adoção de ferramentas avançadas de monitoramento, o fortalecimento de medidas de defesa em profundidade, a realização de avaliações regulares de vulnerabilidades, a simulação de incidentes de cibersegurança industrial e o monitoramento de indicadores-chave de desempenho. Esses esforços têm como objetivo aumentar a resiliência das operações críticas, mitigando os riscos cibernéticos em um ambiente industrial cada vez mais conectado.

Gestão de Riscos e Controles Digitais

Avaliamos e gerenciamos regularmente os riscos relacionados à segurança cibernética em ambientes corporativos e de automação industrial e sistemas de controle.

Esses riscos são incorporados à nossa matriz de riscos corporativos e monitorados pela alta administração.

Nosso processo de gerenciamento de riscos envolve:

- identificar ameaças e vulnerabilidades.
- implementar controles e medidas de mitigação.
- avaliar a probabilidade e o impacto usando uma metodologia qualitativa.

Estendemos nosso gerenciamento de riscos de segurança cibernética a prestadores de serviços terceirizados por meio de:

- estabelecimento de requisitos de segurança cibernética para transações comerciais.
- obrigatoriedade contratual para que os fornecedores mantenham padrões rígidos de segurança cibernética.

Atualmente, não mantemos seguro contra incidentes de segurança cibernética devido às condições do mercado, mas avaliamos regularmente as opções disponíveis.

Nossa estratégia de negócios, nossas operações e nossa condição financeira não foram afetadas de forma significativa por ameaças de segurança cibernética ou incidentes anteriores, mas não podemos garantir que não seremos afetados de forma significativa no futuro por esses riscos e por quaisquer incidentes materiais futuros.

Nos últimos três anos fiscais:

- não ocorreram violações materiais de segurança da informação.
- despesas com incidentes de segurança da informação foram irrelevantes.
- não foram incorridas penalidades ou acordos.

Programa de Continuidade Digital

Para garantir a nossa capacidade de resistir a um cenário de ataque cibernético, estabelecemos um Plano de Continuidade Digital abrangente. Este plano visa garantir o funcionamento ininterrupto de processos críticos em caso de crise ou desastre digital. Implementamos medidas de contingência para ativos digitais críticos, documentamos procedimentos de recuperação para esses ativos e testamos regularmente a eficácia dos nossos planos.

No gerenciamento de incidentes graves, seguimos o *Incident Command System*, metodologia corporativa de tratamento de crises. Esta metodologia também é aplicada nas nossas práticas de cibersegurança, garantindo uma resposta estruturada e coordenada a qualquer incidente significativo. Para melhorar ainda mais a nossa preparação, realizamos exercícios práticos de segurança cibernética, integrações e treinamentos *Tone at the Top* para novos membros do Conselho de Administração e Diretores Executivos. Essas sessões de treinamento abrangem regras, políticas, práticas recomendadas e comportamento esperado do usuário de informações de segurança corporativa.

Treinamento e Conscientização

Nosso Plano de Conscientização sobre Segurança da Informação inclui, mas não se limita a, as seguintes atividades:

- educação e treinamento de conscientização sobre segurança para a força de trabalho e para os terceirizados.
- testes internos de "*phishing*" para avaliar a suscetibilidade a golpes por e-mail.
- treinamento de segurança para novos contratados.
- campanhas anuais de conscientização sobre segurança da informação e boletins informativos periódicos sobre segurança cibernética, que destacam ameaças emergentes e urgentes à segurança.
- treinamentos especializados, como DevSecOps (ou seja, desenvolvimento, segurança e operações) e *OT Cybersecurity* (segurança cibernética para tecnologia operacional), também são oferecidos a públicos específicos para atender às suas necessidades específicas.



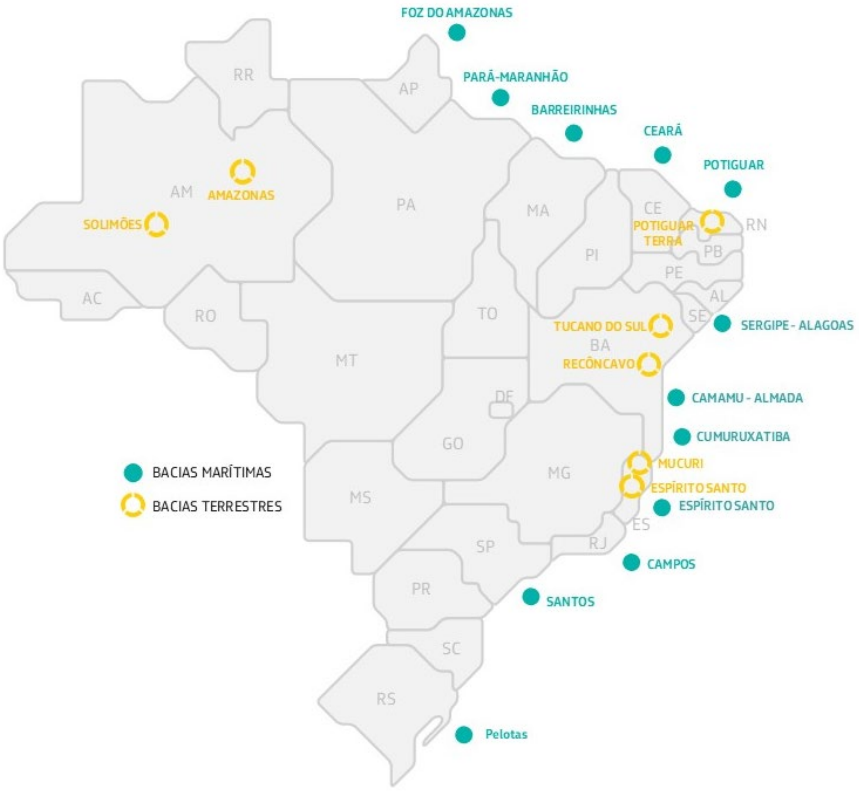
Nossos Negócios

Exploração e Produção

Visão geral

Nossas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural são os principais componentes do nosso portfólio e incluem exploração *offshore* e *onshore*, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural, produzindo óleo e gás natural de forma segura e lucrativa.

Nossas atividades estão concentradas em reservatórios de óleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que representaram 98% de nossa produção total em 2024. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e *onshore*, como fora do Brasil, conforme detalhado abaixo neste relatório anual. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 88% de nossos blocos e campos em todo o mundo, 99% de nossa produção global de óleo e 99,6% de nossas reservas de óleo e gás natural.

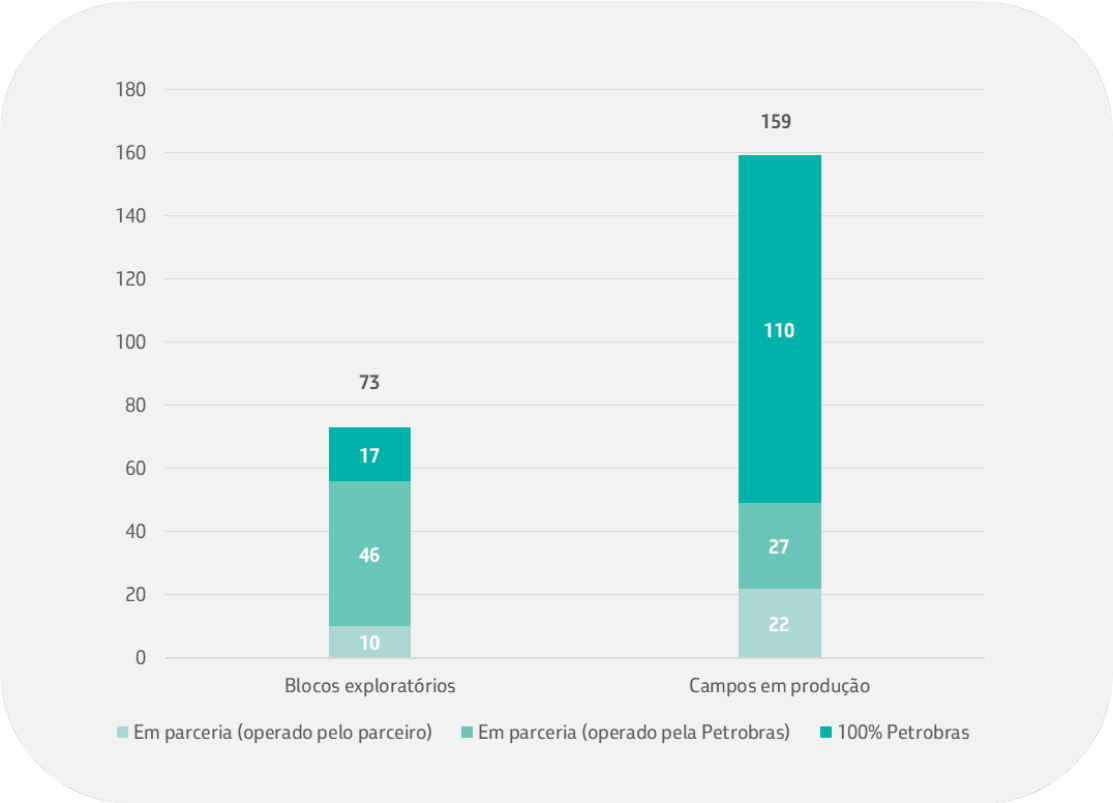




Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 232 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 105 pertencentes a consórcios com outras empresas de óleo e gás no Brasil e em outros países. Dos 232 blocos

e campos, 201 estão sob Contratos de Concessão, 22 estão sob Contratos de Partilha de Produção e nove são regulados por Contratos de Cessão Onerosa. Além disso, aprovamos a aquisição de participação na Bacia Deep Western Orange ("DWOB"), na República da África do Sul, conforme descrito abaixo, em "Exploração e Produção – Visão Geral – Internacional – África."

BLOCOS E CAMPOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (Número de blocos e campos)



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

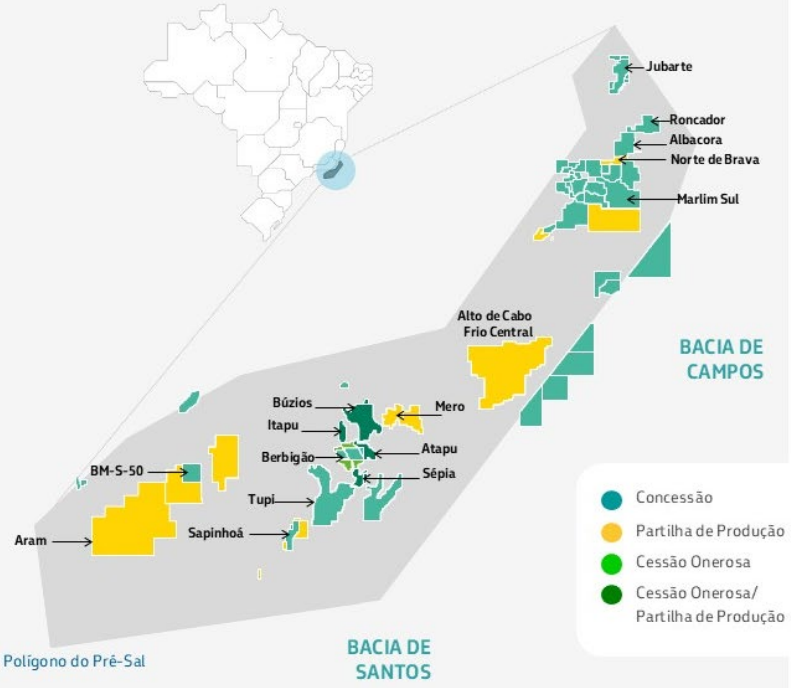
Lideramos e operamos consórcios de E&P responsáveis por alguns grandes projetos em desenvolvimento, como Mero, Atapu, Búzios e Sépia.

Esses consórcios de E&P também abrangem alguns dos maiores campos produtores do Brasil, como Búzios, Tupi, Itapu e Mero.

Para conhecer os nomes e participações dos sócios de cada consórcio, consulte a seção mais abaixo, "Nossos Negócios – Produção – Jazidas Compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos".

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

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



BACIA DE CAMPOS

Área Total	Início das atividades de exploração	Plataformas de produção em campos operados (em 2024)	Principais campos	Produção de óleo em 2024
100.000 km²	1971	18	Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul, Tartaruga Verde, Raia Manta e Raia Pintada	**397 mbbl/d** Pré-sal: 102 mbbl/d Pós-sal: 295 mbbl/d

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

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

BACIA DE SANTOS

Área Total	Início das atividades de exploração	Plataformas de produção em campos operados (em 2024)	Principais campos	Produção de óleo em 2024
350.000 km²	1970	26	Búzios, Tupi, Sapinhoá, Atapu, Sépia, Itapu, Mero, Berbigão e Sururu	**1.721 mbbl/d** Pré-sal: 1.712 mbbl/d Pós-sal: 9 mbbl/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

Produzimos óleo e gás e possuímos áreas de exploração em 15 outras bacias no Brasil, como a do Espírito Santo.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades de E&P na América do Sul, América do Norte e África. Nós nos concentramos em oportunidades para alavancar a *expertise* em águas profundas que desenvolvemos no Brasil.

AMÉRICA DO SUL

Realizamos atividades de exploração e produção na Argentina, Bolívia e Colômbia.

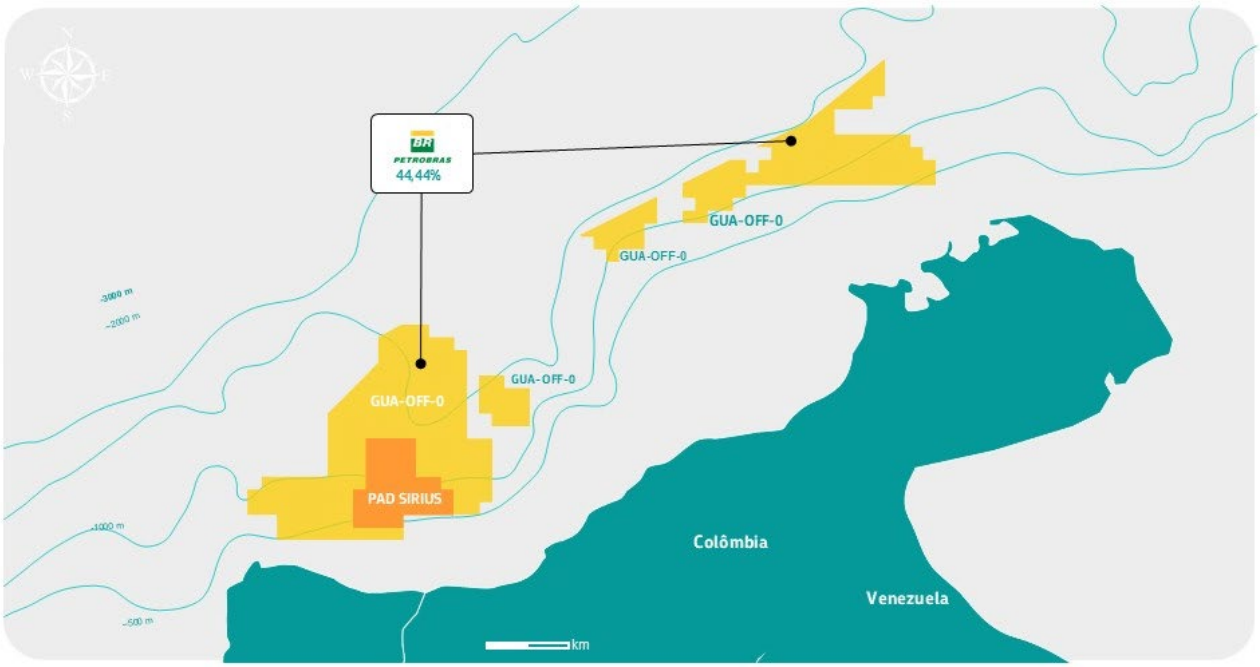
Na **Argentina**, por meio de nossa subsidiária Petrobras Operaciones S.A., temos uma participação de 33,6% no ativo de produção Rio Neuquén. Nossa produção de gás não convencional e Condensado está concentrada na Bacia de Neuquén. Em 2024, nossa produção de óleo e gás na Argentina, incluindo LGN, foi de 10,6 mboed.

Além disso, em setembro de 2024, assinamos um Memorando de Entendimento com a YPF Sociedad Anónima, nossa parceira na Argentina, para discussões conjuntas a fim de explorar possíveis oportunidades de negócios e cooperação técnica e tecnológica no segmento de E&P naquele país. O acordo não é vinculativo e tem um prazo de três anos.

Na **Bolívia**, produzimos gás e Condensado principalmente nos campos de San Alberto e San Antonio, com 35% de participação em cada um desses contratos de operação de serviços, que são operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2024, nossa produção de óleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 15,5 mboed. O retorno desses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e detemos uma participação de 44,44% no bloco de exploração *offshore* GUA-OFF-0, que abrange a importante descoberta de gás Sirius. Essa operação é conduzida por meio de nossa subsidiária, a Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colômbia (PIB-COL). Nossa parceira, a Ecopetrol S.A., detém a participação restante de 55,56% nesse consórcio. Em junho de 2024, o poço de avaliação Sirius-2 confirmou a maior descoberta de gás natural já feita em águas *offshore* colombianas. Essa descoberta marcante foi anunciada oficialmente ao mercado em outubro de 2024. Em dezembro de 2024, a Petrobras e a Ecopetrol validaram os resultados do poço Sirius-2, revelando volumes de gás superiores a 6 trilhões de pés cúbicos (Tcf) no local, ressaltando o potencial dessa descoberta.

COLÔMBIA *OFFSHORE*



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

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

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

AMÉRICA DO NORTE

Nos Estados Unidos, focamos em campos em águas profundas no Golfo do México, onde temos produção não consolidada proveniente da participação de 20% da Petrobras America Inc. em nossa *joint venture* com a Murphy Exploration & Production Company, a MPGOM LLC. Os principais campos de produção são Saint

Malo, Dalmatian, Lucius e Chinook. Em 2024, nossa participação representou uma produção de 7,54 mboed, incluindo LGN.

ÁFRICA

Em fevereiro de 2024, concluímos a aquisição de participações em três blocos exploratórios na República Democrática de São Tomé e Príncipe e, em outubro de 2024, aprovamos a aquisição de participação no bloco DWOB na República da África do Sul, cuja conclusão está atualmente sujeita à aprovação dos órgãos reguladores locais.

Principais Ativos

	2024	2023	2022
Exploração e Produção			
Poços de produção (óleo e gás natural)[1]	**1.084**	1.067	5.003
Sondas flutuantes	**28**	25	19
Plataformas operadas em produção[2][3]	**56**	57	56

(1) Inclui a quantidade total de poços de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial (42, 42 e 44 poços em 2024, 2023 e 2022, respectivamente).

(2) Inclui apenas sistemas de produção definitivos, unidades de TLD e EPs.

(3) Não inclui plataformas hibernadas, não produtoras e em campos operados por parceiros.

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 rodadas de licitação conduzidas pelos governos ou por compras de outras empresas.

Concentramos nossos esforços no Brasil, onde o Estado brasileiro é proprietário dos depósitos de petróleo, mas as empresas e os consórcios têm permissão para extrair e explorar esse petróleo mediante o pagamento de várias formas, como *royalties*. As formas de pagamento diferem, dependendo do modelo regulatório aplicado. As rodadas de licitação são o principal processo para a aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios.

Atualmente, existem três modelos regulatórios no Brasil: Contratos de Concessão, Contratos de Cessão Onerosa e Contratos de Partilha de Produção. O modelo de Concessão governava totalmente a exploração e produção de petróleo e gás natural até 2010, quando o Governo federal brasileiro promulgou leis estabelecendo o Regime de Cessão Onerosa e o regime de Partilha de Produção no Polígono do Pré-sal.

Para obter informações sobre os modelos regulatórios aplicáveis às nossas atividades de exploração e produção, consulte "Legal e Fiscal" neste relatório anual.

Rodadas de licitação

Nos últimos anos, participamos seletivamente das rodadas de licitação realizadas pela ANP, com o objetivo de reorganizar nosso portfólio exploratório e manter a relação entre nossas reservas e nossa produção para garantir a sustentabilidade de nossa futura produção de óleo e gás. Nossa operação conjunta com grandes empresas de óleo em consórcios também está alinhada com nosso objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com a intenção de compartilhar riscos, combinar habilidades técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para potencializar resultados.

Em 2022, adquirimos os direitos de exploração e produção de três blocos exploratórios: Água Marinha e Norte de Brava, ambos na Bacia de Campos, e a Sudoeste de Sagitário, na Bacia de Santos. Com relação ao bloco Água Marinha, exercemos nosso direito de preferência para ser o operador com uma participação de 30%. Os outros membros do consórcio são a TotalEnergies (30% de participação), Petronas (20% de participação) e a Qatar Petroleum (20% de participação). Quanto ao bloco Norte de Brava, adquirimos os direitos de ser o operador, com uma participação de 100%. Quanto ao bloco Sudoeste de Sagitário, adquirimos os direitos de ser o operador com uma participação de 60%, com a Shell (40% de participação).

Para os nomes e participações dos parceiros para os blocos Atapu, Sépia e Brava, consulte a seção “Nossos Negócios – Produção – Jazidas Compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos”.

Em dezembro de 2023, a ANP realizou rodadas de licitações públicas para o 4º Ciclo de Oferta Permanente de blocos exploratórios sob o regime de concessão. Com a participação de 17 empresas de seis países diferentes, foram concedidos 192 blocos. Em consórcio com outras empresas, ganhamos 29 blocos, todos localizados na Bacia de Pelotas. A Bacia de Pelotas está localizada na região sul do Brasil. Todos os blocos adquiridos estão localizados em áreas de águas profundas, a cerca de 200 km da costa. Nós e nossos parceiros assinamos os contratos de concessão em agosto e outubro de 2024.

A ANP não ofereceu rodadas de licitação em 2024.

Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 73 blocos exploratórios, incluindo 11 planos de avaliação, e um total de oito poços de avaliação perfurados. Atuamos como operador em 63 dos blocos de parceria de exploração.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2024:

NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2024

	Área exploratória líquida (km²)			Blocos exploratórios (número)			Planos de avaliação (número)			Poços perfurados (número)		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022
Brasil	34.457	27.924	35.198	67	43	65	10	9	13[1]	5	2	5
Outras áreas da América do Sul	3.094	3.474	4.284	3	3	3	1	1	1	3	0	2
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
África	7.802	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**44.633**	**31.398**	**39.482**	**73**	**46**	**68**	**11**	**10**	**14**	8	**2**	**7**

(1) Esses números incluem apenas contratos assinados até 31 de dezembro de 2024 (o que exclui o bloco mantido na África do Sul).

Em 2024, nossos esforços exploratórios se concentraram na avaliação de oportunidades na Bacia de Santos e na Bacia Potiguar, com os seguintes destaques.

BACIA DE SANTOS

Em 2024, concluímos o teste de avaliação realizado no poço perfurado no bloco BM-S-50. Iniciamos a perfuração do poço Tortuga Leste e do poço Curaçao Extremo Leste, ambos incluídos no Plano de Avaliação de Curaçao (bloco ARAM), e estamos planejando concluir a análise desses poços até o primeiro semestre de 2025.

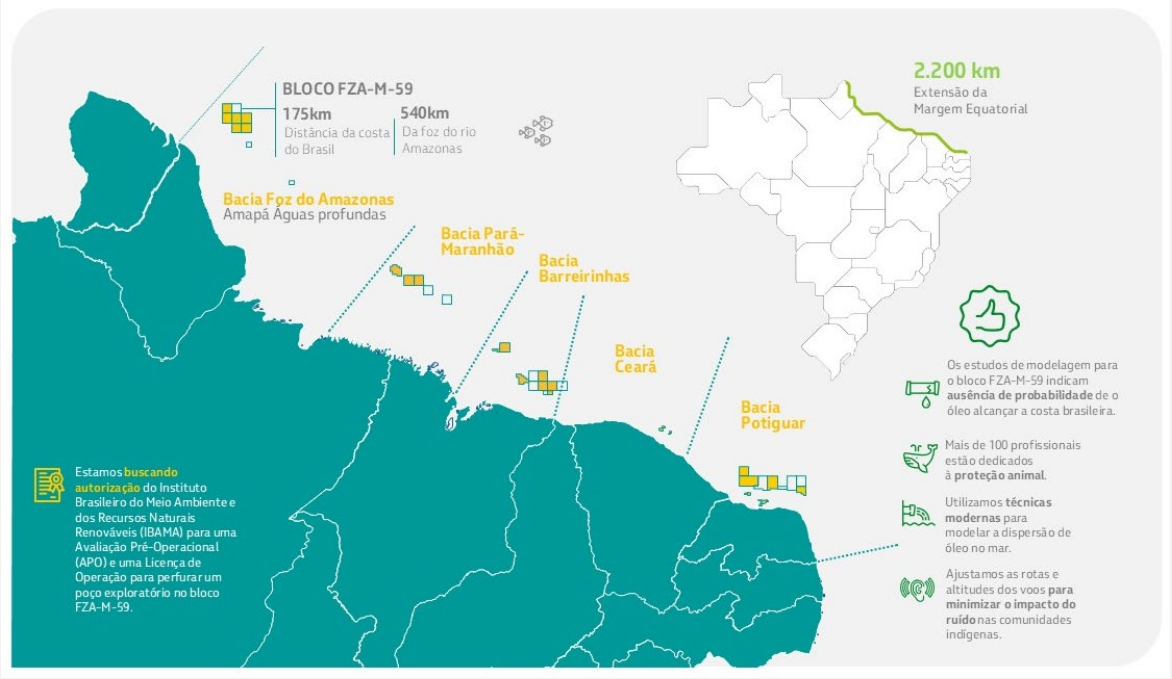
Em 2024, também perfuramos o poço 9-BUZ-99D-RJS, localizado na região oeste de Búzios, a 189 quilômetros da costa do Rio de Janeiro e a uma profundidade de água de 1.940 metros. Em fevereiro de 2025, confirmamos a presença de petróleo no campo. Os testes realizados em uma profundidade de 5.600 metros confirmaram a presença de reservatórios de petróleo por meio de perfis elétricos, que serão posteriormente caracterizados por meio de análises laboratoriais. Trata-se de uma nova acumulação em uma zona abaixo do reservatório principal. A descoberta reafirma o potencial do Pré-sal do campo de Búzios.

MARGEM EQUATORIAL

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

Margem Equatorial

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



Não há unidades de conservação, terras indígenas ou proximidade de rios, lagos, planícies aluviais ou sistemas de recifes na área. Para lidar com possíveis impactos ambientais, como a eventual ocorrência de um derramamento de óleo, utilizamos técnicas modernas para modelar a dispersão do óleo no mar, em conformidade com os requisitos do IBAMA. Os estudos de modelagem para o bloco FZA-M-59 indicam um baixo risco de o petróleo atingir a costa brasileira. No entanto, propusemos uma estrutura de resposta costeira para áreas *offshore* e costeiras, incluindo monitoramento e cuidados veterinários. Em caso de derramamento, a resposta à fauna local é rápida, com operações de resgate em 24 horas. Mais de 100 profissionais são dedicados à proteção animal, com embarcações rápidas equipadas para estabilização de animais e recursos adicionais, como aeronaves de monitoramento e resgate.

Ajustamos as rotas e as altitudes dos voos para minimizar o impacto do ruído nas comunidades indígenas, com voos que passam a pelo menos 13 km da aldeia indígena mais próxima.

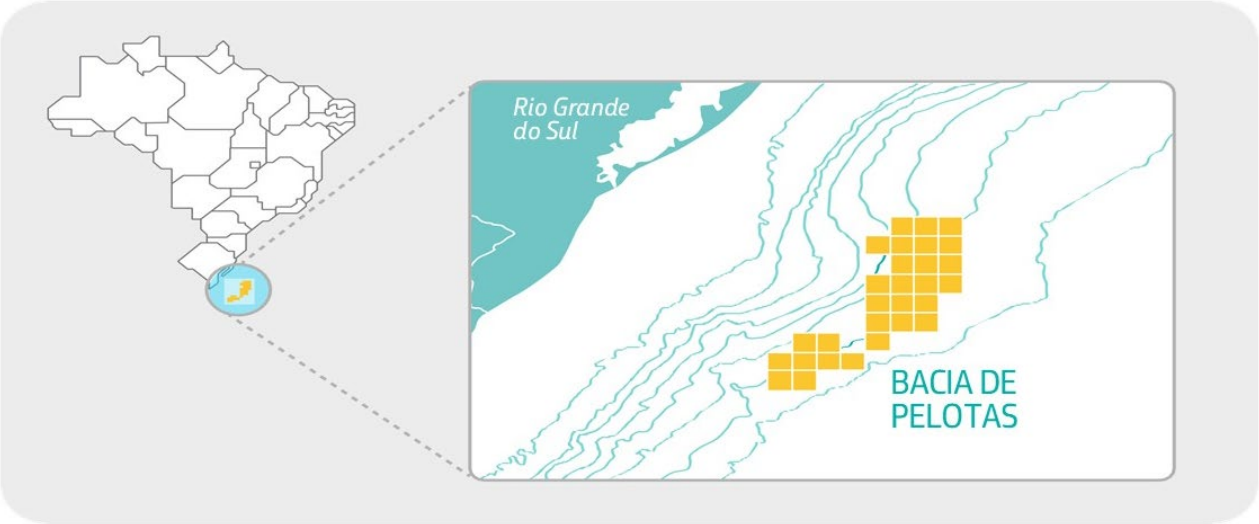
Tomamos conhecimento da resposta do IBAMA e a consideramos um avanço significativo no processo de licenciamento do bloco FZA-M-59 em Águas Profundas do Amapá. Ainda há uma solicitação de informações detalhadas sobre o Plano de Proteção à Fauna e a nova base de fauna em Oiapoque. Nossa equipe técnica está atualmente analisando cada consulta para responder ao IBAMA.

OUTRAS BACIAS

Em 2024, concluímos a perfuração de dois poços na Bacia do Espírito Santo. Na bacia de Campos, realizamos atividades exploratórias no campo de Jubarte, perfurando um poço em 2024. No final de 2024, iniciamos a perfuração de um poço no bloco Norte de Brava e começamos a preparação para iniciar em janeiro de 2025 a perfuração de um poço no bloco Alto de Cabo Frio Central. Essas operações têm o objetivo de investigar o potencial petrolífero da região.

Em 2024, concluímos a aquisição de 29 blocos na **Bacia de Pelotas**. Temos uma participação de 70% em 26 deles (em parceria com a Shell) e uma participação de 50% em três (em parceria com a Shell, 30%, e CNOOC, 20%). Também iniciamos a campanha de aquisição sísmica na Bacia de Pelotas.

BACIA DE PELOTAS



OUTROS PAÍSES

Após a descoberta de 2022 no Poço Pioneiro Sirius -1 na Colômbia, estamos planejando mais atividades exploratórias naquele país. Nós, como operadora, em parceria com a Ecopetrol, intensificamos nossas atividades exploratórias no bloco GUA-OFF-0 e confirmamos a descoberta de gás natural mais significativa no *offshore* da Colômbia, após a perfuração do poço Sirius-2.

Na **Argentina**, concluímos dois poços exploratórios em 2024 na Bacia de Neuquen. Destacamos a oportunidade de avaliar o potencial de óleo de xisto na Formação Vaca Muerta, na Bacia de Neuquén, por meio da perfuração de outro poço nessa região, concluída em janeiro de 2025.

No **continente africano**, adquirimos participação em três blocos de exploração na República Democrática de São Tomé e Príncipe e aprovamos a aquisição de participação em um bloco na República da África do Sul, sujeita à aprovação dos órgãos reguladores locais. A transação marca a retomada das operações exploratórias no continente africano, com o objetivo de diversificar nosso portfólio, e está alinhada com nossa estratégia de longo prazo.

Para obter informações sobre as despesas de exploração baixadas, consulte a Nota 26 Exploração e avaliação de reservas de óleo e gás de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

PROD1000

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

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

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

EXP100

Após cinco anos, o EXP100, o programa estratégico de exploração, foi concluído em 2024, alcançando resultados notáveis. O programa se concentrou na democratização de dados e IA, levando ao desenvolvimento de 53 soluções digitais que melhoraram efetivamente a integração e o acesso a informações técnicas.

Um marco importante do programa foi o avanço da computação de alto desempenho (HPC - High-Performance Computing) para a empresa, reduzindo significativamente o tempo de processamento sísmico e aumentando a capacidade computacional para aprimorar o processamento de dados geofísicos.

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

Após a conclusão do programa EXP100, um novo programa estratégico, com início em 2025, será desenvolvido para alinhar as estratégias de exploração atualizadas da empresa, refletindo nossos avanços tecnológicos e prioridades para enfrentar os desafios futuros e liderar a transição energética.

Produção

Desenvolvimento da Produção

Após um campo ser declarado comercialmente viável, inicia-se o processo de desenvolvimento da produção. Os investimentos feitos nesta fase são principalmente focados no projeto e contratação de sistemas de produção, que incluem plataformas, sistemas submarinos, perfuração e conclusão de poços.

Com relação à construção de poços, em 2024, várias iniciativas foram implementadas, como a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, a otimização na aquisição de dados de reservatórios e o uso de contratos integrados. Também estamos trabalhando continuamente para automatizar as operações, com a consequente redução da exposição ao risco. Atingimos um patamar no custo de construção de poços usando as tecnologias atuais, com nosso desempenho permanecendo relativamente estável, com uma variação máxima de 8% em relação à média de cinco anos, que é 40% menor do que a linha de base de 2018-2019. Agora, nosso principal desafio é aumentar a confiabilidade, a integridade e a disponibilidade dos poços para garantir a eficiência da produção sustentada.

Nossa Duração média de Construção de Poços *offshore* (tempo total para perfuração e completação) teve um aumento de 10% em relação a 2023, com uma média de 98,8 dias/poço em 2024, e o desempenho do Custo de Construção de Poços apresentou um aumento de 9% em relação a 2023. A resolução de problemas associada à implementação de novas tecnologias, como a ferramenta de desconexão úmida e o filtro de areia conformável, e questões operacionais, como falhas no BOP e desafios geomecânicos, são as principais razões associadas a estes resultados. Especificamente, na área do Pré-sal da Bacia de Santos, registramos um aumento de 2% na duração média e um aumento de 2% no custo médio em comparação com 2023.

Em relação ao desempenho do Custo de Conexão de Poço na área do Pré-sal da Bacia de Santos, tivemos um aumento de 13% no custo médio quando comparado a 2023, um nível ainda mais baixo do que no período 2021-2022.

No contexto dos sistemas submarinos, nossos investimentos em pesquisa e desenvolvimento buscam fornecer ferramentas para identificar mecanismos de falha com mais precisão e rapidez, aumentando a confiabilidade das operações. Novas tecnologias de inspeção têm sido amplamente utilizadas e contribuem para a integridade dos sistemas submarinos, especialmente os dutos suscetíveis à corrosão induzida por CO_2. Além disso, o uso de tecnologias digitais, como o *Digital Twin* para Corrosão sob Tensão ("SCC-CO_2") e fadiga, foi intensificado, contribuindo significativamente para a extensão da vida útil dos dutos. Em 2024, reduzimos as perdas de produção de SCC-CO_2 submarinas em 48,5% em comparação com a previsão, por meio de campanhas de inspeção em tubos flexíveis e engenharia para extensão da vida útil. Continuamos a implementar iniciativas, como a expansão da base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e dutos flexíveis imunes aos efeitos da corrosão.

Os indicadores-chave de desempenho (KPIs) de poços e sistemas submarinos são utilizados como insumos para a análise crítica do desempenho operacional das intervenções e para a avaliação estratégica do desempenho do negócio.

Quanto às plataformas, o Projeto *All Electric Design* foi concluído em 2022 para as FPSOs Pré-sal, visando maior eficiência e menor emissão de GEE, representando a nova geração de nossos FPSOs. Para essas unidades, a capacidade de produção de óleo é de 225 mil barris por dia e de 353,9 milhões de pés cúbicos por dia de gás. As licitações dos FPSOs Sépia 2 e Atapu 2 incorporam o Projeto *All Electric Design*, e o processo de contratação foi finalizado no primeiro semestre de 2024.

No terceiro trimestre de 2024, concluímos o projeto básico da P-86 para a revitalização dos campos de Marlim Leste e Marlim Sul, que incluiu o primeiro ciclo combinado de uma unidade de propriedade da Petrobras, tecnologia que combina turbinas a gás e a vapor para aumentar a eficiência na geração de energia, resultando em menores emissões. No quarto trimestre de 2024, o FPSO Maria Quitéria entrou em operação no campo Integrado Parque das Baleias (IPB) com o primeiro ciclo combinado em unidade arrendada da Petrobras.

Investimos em soluções tecnológicas que, combinadas com a transição para uma economia global de baixo carbono, concentram-se na redução das emissões de gases de efeito estufa.

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

POÇOS

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

FPSO

- Eletrificação de *topside (All Electric)* - 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 CO_2 do gás natural para Recuperação Avançada de Petróleo (CCUS-EOR)
- Ciclo Combinado – Integrado Parque das Baleias (IPB) e Revit Marlim Leste e Marlim Sul

SISTEMAS SUBMARINOS

- Aplicação da solução *diverless*
- Ajustes nos modelos contratuais com aumento de produtividade
- HISEP™ – Separação e reinjeção submarina do gás associado (contém CO_2)

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

Nos últimos três anos, instalamos oito grandes sistemas, principalmente na área do pré-sal da Bacia de Santos. Em 2024, iniciamos o FPSO Maria Quitéria, localizado na área do Parque das Baleias, e o FPSO Marechal Duque de Caxias, localizado no campo de Mero. Estes oito novos sistemas adicionaram 71 novos poços (36 de produção e 35 de injeção) aos nossos sistemas de produção. De acordo com o nosso Plano Estratégico, prevemos instalar 10 novas FPSOs nos próximos cinco anos.

Como resultado, em 2024, possuíamos 29 e afretamos 20 plataformas de produção *offshore*. Além dessas plataformas *offshore*, há duas unidades de armazenamento e descarregamento e cinco unidades de apoio, totalizando 56 plataformas ativas.

Em 2024, nossas plataformas produtoras tiveram uma produção diária de 2.162 milhões de barris de óleo e 3.010,5 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontado o volume liquefeito), com destaque para o FPSO Sepetiba, que atingiu sua capacidade máxima de produção em setembro de 2024. Três de nossos FPSOs atingiram sua capacidade máxima de produção em 2023: Guanabara, Almirante Barroso e P-71. Esperamos que o FPSO Marechal Duque de Caxias atinja sua capacidade de produção de óleo em 2025.

SISTEMAS INSTALADOS NOS ÚLTIMOS 5 ANOS

Entrada em operação (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2024	Santos	Mero	Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Maria Quitéria	100.000	176,6	1.385	Concessão	Pré-sal	FPSO
2023	Santos	Mero	Sepetiba	180.000	423,8	2.000	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Campos	Marlim	Anita Garibaldi	80.000	247,2	670	Concessão	Pré-sal/ Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim	Ana Nery	70.000	141,3	927	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Almirante Barroso	150.000	211,9	1.900	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2022	Santos	Itapu	P-71	150.000	211,9	2.010	Cessão Onerosa / Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Guanabara	180.000	423,8	1.930	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2021	Santos	Sépia	Carioca	180.000	211,9	2.200	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	211,9	2.288	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO

PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS NOS PRÓXIMOS ANOS

Início (ano previsto)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de produção de óleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2025	Santos	Búzios 7	Almirante Tamandaré (1)	225.000	423,8	1.985	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 6	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero 4	Alexandre de Gusmão	180.000	423,8	1.890	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2026	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.770	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2027	Santos	Búzios 9	Petrobras 80	225.000	423,8	2.100	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 10	Petrobras 82	225.000	423,8	1.880	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 11	Petrobras 83	225.000	423,8	2.045	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2028	Campos	Raia Manta e Raia Pintada	FPSO Raia	126.000	565,0	2.750	Concessão	Pré-sal	FPSO
2029	Campos	Barracuda e Caratinga	A definir	100.000	211,9	950	Concessão	Pós-sal e Pré-sal	FPSO
	Santos	Atapu 2	Petrobras 84	225.000	353	2.300	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
2030+	Campos	Albacora	A definir	120.000	211,9	670	Concessão	Pós-sal e Pré-sal	FPSO
	Campos	Marlim Sul e Marlim Leste	Petrobras 86	140.000	247,2	1.090	Concessão	Pós-sal e Pré-sal	FPSO
	Santos	Sépia2	Petrobras 85	225.000	353	2.150	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção/ Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	SEAP 2	A definir	120.000	424	2.550	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	SEAP 1	A definir	120.000	353	2.550	Concessão	Pós-sal	FPSO

(1) O FPSO Almirante Tamandaré (Búzios 7) iniciou a produção em fevereiro de 2025.

Descomissionamento

Estamos comprometidos com nossos ativos após o fim de sua vida produtiva. Trabalhamos para estender o ciclo de vida de nossos ativos, concentrando-nos em aumentar o fator de recuperação e maximizar o valor do portfólio de E&P. Uma vez esgotadas todas as possibilidades de extensão da vida produtiva, iniciamos a etapa de alocação do ativo, por meio de reutilização e/ou reciclagem.

O descomissionamento de sistemas de exploração e produção de óleo e gás é uma parte essencial do ciclo de produção da indústria de óleo e gás e inclui várias atividades, como a disposição da plataforma e do sistema submarino e o fechamento e abandono de poços.

No entanto, antes de decidir pelo descomissionamento, são realizados estudos e análises abrangentes para avaliar a viabilidade técnica, econômica e operacional da reutilização de componentes de sistemas de produção, como plataformas. Essas avaliações consideram vários fatores, inclusive a condição atual dos ativos, o potencial de renovação e a viabilidade econômica do reaproveitamento em relação ao descomissionamento. Ao analisar minuciosamente esses aspectos, nosso objetivo é maximizar a eficiência dos recursos e minimizar o desperdício, garantindo que qualquer decisão tomada seja do melhor interesse da empresa e do meio ambiente.

Uma vez confirmada a necessidade de descomissionamento, planejamos de acordo com os requisitos legais aplicáveis, incluindo regulamentações ambientais, e consideramos estudos e diretrizes sobre as melhores práticas da indústria de óleo e gás em todo o mundo. Portanto, seguimos rigorosos padrões de segurança e analisamos alternativas de projetos com base em critérios multidisciplinares (ambientais, técnicos, de segurança, sociais e econômicos) durante o processo de planejamento, o que nos permite selecionar a alternativa de descomissionamento que gera menos impacto. Este plano de descomissionamento é aprovado pelos órgãos reguladores antes da implementação.

Desde 2023, quando concluímos os primeiros leilões para a venda das plataformas P-32 e P-33, ambas das bacias de Campos, temos adotado as melhores práticas de ASG em nosso processo de descomissionamento. Esses processos de venda estipularam vários critérios e requisitos técnicos para os licitantes. Os estaleiros exigiram uma licença de operação que incluísse explicitamente atividades de desmantelamento e uma capacidade instalada para armazenamento temporário e manuseio de materiais, com um plano de contingência e emergência, além de seguir as melhores práticas de segurança ocupacional.

Assim, a plataforma P-32 está atualmente sendo desmontada no Estaleiro Rio Grande e, em 2024, a P-33 foi desatracada e transferida para a área de atracação no Porto do Açu. No mesmo ano, a plataforma P-26 também foi desatracada e direcionada para o Porto do Açu, onde permanece atracada aguardando seu destino final. Além disso, em 2024, o FPSO Capixaba, afretado pela SBM, foi desatracado e enviado por seu armador para o Estaleiro MARS, na Dinamarca, da mesma forma que o FPSO Fluminense, uma embarcação de propriedade e operada pela Shell em parceria com a Petrobras. Ambos seguiram um modelo sustentável e cumpriram a Convenção da Basiléia.

Durante todo o processo de reciclagem, monitoramos a execução dos planos para garantir a conformidade com os critérios técnicos mencionados.

Em 2024, dando continuidade ao desenvolvimento e ampliando a aplicação dos modelos, vendemos e descartamos 40 mil toneladas de linhas flexíveis para reciclagem, com foco na eficiência operacional de armazenagem e na sustentabilidade. Além disso, estabelecemos novos critérios para o descarte de 36 mil toneladas de sucata ferrosa, com um processo focado em ganhos de redução de emissões para a cadeia de processos das siderúrgicas e fundições, exigindo o descarte em fornos elétricos.

Em 2024, executamos com sucesso 33 abandonos de poços *offshore*, incluindo suspensões de poços e abandonos permanentes. Em 2024, introduzimos o uso de uma Plataforma de Posicionamento Dinâmico equipada com um *Tethering BOP* para atividades de abandono em águas rasas. Em 2023, o desenvolvimento dessa tecnologia foi reconhecido com o prêmio *OTC Distinguished Achievement Award* Brasil em 2023. Além

disso, para poços de plataforma, iniciamos uma fase de suspensão de poço sem plataforma, que visa a reduzir os custos de descomissionamento.

Recursos Críticos na Exploração e Produção

Buscamos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos necessários para atender nossas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, navios de suprimento e helicópteros são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenados centralmente para garantir tanto as especificações técnicas quanto o prazo adequado. Continuaremos a avaliar nossas demandas por sondas de perfuração e embarcações especiais e pretendemos ajustar o tamanho de nossa frota conforme necessário.

SONDAS DE PERFURAÇÃO EM USO PELA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO ATÉ 31 DE DEZEMBRO DE 2024(1)

	2024		2023		2022	
	Afretada	Própria	Afretada	Própria	Afretada	Própria
Brasil	**28**	**0**	**27**	**0**	**20**	**0**
Onshore	**0**	**0**	**2(2)**	**0**	**1(2)**	**0**
***Offshore*, por profundidade da água (WD)**	**28**	**0**	**25**	**0**	**19**	**0**
Sondas autoelevatórias	0	0	0	0	0	0
Sondas flutuantes	28	0	25	0	19	0
500 a 999 metros de profundidade da água (WD)	1	0	1	0	1	0
1.000 a 1.999 metros de profundidade da água (WD)	0	0	0	0	0	0
2.000 a 3.200 metros de profundidade da água (WD)	27	0	24	0	18	0
Exterior	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Onshore	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Offshore	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
AO REDOR DO MUNDO	**29**	**0**	**27**	**0**	**20**	**0**

(1) Em campos operados.

(2) Não considera as sondas de intervenção *onshore*, não utilizadas para perfuração.

Para atingir nossas metas de produção, também garantimos uma série de embarcações especializadas (como PLSVs - Pipe Laying Support Vessels) para conectar poços a sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 14 PLSVs em uso. Da mesma forma que as sondas, pretendemos ajustar o tamanho de nossa frota conforme necessário.

O fornecimento de bens e o transporte de pessoas também são importantes para alcançar nossos objetivos de exploração e produção. Pelo mar, transportamos materiais e produtos químicos. Pelo ar, transportamos nossos ativos mais importantes: as pessoas. Tanto materiais quanto pessoas são transportados

diariamente para que a exploração e produção de óleo e gás sejam realizadas da maneira mais contínua possível, mantendo a qualidade e o nível de serviços.

Em 2024, entregamos mais de 3 milhões de toneladas de materiais e transportamos mais de 1 milhão de passageiros para nossas plataformas em toda a costa brasileira. Para alcançar esses resultados, também temos um número seguro de embarcações de abastecimento (como Navios de Abastecimento de Plataforma ou "PSV") e helicópteros. Em 31 de dezembro de 2024, tínhamos 89 PSV e 90 helicópteros, e ambas as nossas frotas eram suficientes para atender às nossas necessidades.

Campo de Mero

BLOCO DE LIBRA E CAMPO DE MERO

Mero é um campo localizado nas águas ultraprofundas da bacia de Santos (profundidade de água de 2.100 metros), a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro e dentro da província brasileira do Pré-sal. Possui um reservatório de alta produtividade preenchido com um grande volume de óleo de alta qualidade. Trata-se de um reservatório espesso (as colunas de óleo alcançam 420 metros), com alta produtividade e preenchido com um grande volume de óleo de alta qualidade (29° API). Além disso, os desafios associados ao desenvolvimento do projeto também são notáveis, considerando a alta relação gás/óleo (415 std m^3/std m^3) e teor de CO_2 no gás associado (44%).

O Acordo de Individualização da Produção (AIP), em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, estabelece as participações de cada parte e as regras de execução conjunta para as operações de desenvolvimento e produção de óleo e gás natural no reservatório compartilhado. As participações de cada parte na Jazida Compartilhada de Mero foram então atualizadas da seguinte forma: Petrobras com 38,60% de participação, Shell com 19,30% de participação, TotalEnergies com 19,30% de participação, CNODC com 9,65% de participação, CNOOC Limited com 9,65% de participação e PPSA, representando o Governo Brasileiro, com 3,50% de participação.

DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

O primeiro óleo foi produzido em 2017, durante a campanha do Sistema de Produção Antecipada (SPA), usando o FPSO Pioneiro de Libra fretado (50 mil bbl/d de óleo e 4 milhões de m^3/d de gás). O primeiro SPA operou na região de Mero 2 até julho de 2021. Um segundo SPA começou em dezembro de 2021 na área de Mero 4, com o mesmo FPSO, e a operação ainda está em andamento.

O arranjo definitivo de produção para o campo de Mero inclui os FPSOs Guanabara, Sepetiba e Marechal Duque de Caxias, já em operação, bem como a próxima unidade FPSO Alexandre de Gusmão, que deve começar a operar no segundo semestre de 2025.

Espera-se que cada FPSO (todas unidades afretadas) processe até 180 mil bbl/d de óleo e 12 milhões de m^3/d de gás. Cada FPSO é equipado com sistemas de reinjeção de gás, em que o gás produzido (44% de CO_2), após o autoconsumo no FPSO, é reinjetado no reservatório para manter a pressão e melhorar a recuperação de óleo, além de reduzir a liberação de CO_2 na atmosfera.

Em agosto de 2024, assinamos um aditamento de um ano ao contrato de fretamento do FPSO Guanabara com a Modec. O acordo, prorrogável por mais um ano, consiste no aumento da capacidade máxima de produção do FPSO Guanabara para 184,5 mil bbl/d. No mesmo mês, a FPSO Sepetiba atingiu a sua capacidade nominal de produção de óleo.

Em outubro de 2024, o FPSO Marechal Duque de Caxias iniciou suas operações.

Em 2024, as quatro unidades operacionais alcançaram uma produção cumulativa de 263 milhões de barris de óleo e mais de 17 bilhões de m^3 de gás associado, dos quais 87% foram reinjetados no reservatório, juntamente com quase 6,5 bilhões de m^3 de CO_2.

NOVAS TECNOLOGIAS EM LIBRA

HISEP™

O HISEP™ é uma tecnologia inovadora de separação submarina projetada para separar o gás com alto teor de CO_2 do fluido produzido pelo reservatório no leito marinho. Essa tecnologia opera em condições de alta pressão e utiliza bombas centrífugas para a reinjeção direta do fluxo de gás separado de volta ao reservatório. Ao remover o gás com alto teor de CO_2, o HISEP™ permite uma separação eficiente e contribui para a redução de emissões, tornando-o um sistema promissor para a captura de carbono.

O principal objetivo do HISEP™ é eliminar gargalos na planta de processamento de gás no *topside* e estender o platô de produção de óleo, reduzindo o índice gás-óleo ("GOR") do óleo que chega à unidade FPSO. Além disso, a tecnologia aborda os desafios impostos pelo alto teor de GOR, CO_2 e índice de produtividade em reservatórios *offshore* de águas ultraprofundas, especialmente no Pré-sal brasileiro.

Em janeiro de 2024, foi assinado um contrato EPCI para o piloto do HISEP™ e o projeto está atualmente na fase de projeto de engenharia detalhado. O contrato inclui o projeto, a construção, a instalação e a conexão do projeto, bem como o comissionamento e as operações por dois anos e meio até a maturidade comercial e tecnológica total.

O piloto HISEP™ será conectado ao FPSO Marechal Duque de Caxias e a quatro poços (dois de produção e dois de injeção) na área de produção do Mero 3. O piloto do HISEP™ primeiro óleo com baixo GOR é esperado no segundo semestre de 2028.

CTV

A Embarcação de Transferência de Carga (CTV - *Cargo Transfer Vessel*) é uma tecnologia de ponta para descarga de óleo que obteve qualificação bem-sucedida em 2023, após um extenso programa de testes em campo na Bacia de Santos. Esse conceito inovador permite a transferência direta de óleo da unidade FPSO para petroleiros convencionais, garantindo níveis de segurança comparáveis aos dos Petroleiros de Transferência de Posicionamento Dinâmico. Ao otimizar a logística convencional, a solução CTV oferece uma estratégia logística mais eficiente e flexível para cenários de exportação de óleo. Como resultado, essa tecnologia está preparada para impulsionar futuras reduções de custos, diminuir as emissões de gases de efeito estufa, reduzir o tempo de comercialização e aprimorar os indicadores de Saúde, Segurança, Proteção e Meio Ambiente. Após sua qualificação bem-sucedida, o CTV foi integrado à estratégia logística para operações de descarga na Bacia de Santos há mais de um ano.

PRM

O Monitoramento Permanente de Reservatórios Sísmicos ("PRM") é uma tecnologia que fornecerá um conhecimento mais profundo sobre a distribuição de fluidos no reservatório por meio da aquisição de dados. Dessa forma, também permitirá uma maior eficiência na produção de óleo no campo de Mero.

O PRM em Mero apresenta características sem precedentes no Brasil, considerando a profundidade da água, uma grande área de aplicação (aproximadamente 200 km^2) e a alta complexidade para instalação devido a muitos obstáculos submarinos (infraestrutura de projetos). Ele incorpora tecnologias sísmicas 4D de ponta, nas quais registros sísmicos obtidos em diferentes datas são usados para monitorar o comportamento dos reservatórios ao longo do tempo.

De acordo com nosso Plano Estratégico, espera-se que o sistema seja instalado em duas fases. De acordo com nosso Plano Estratégico, o sistema será instalado em duas fases. A primeira fase em 2025, cobrindo Mero 1 e Mero 2, e uma segunda fase em 2026 para cobrir os dois módulos restantes do campo. Ele compreende uma rede de fibras ópticas com sensores sísmicos que serão conectados ao FPSO Sepetiba e aos nossos escritórios. Ele permitirá o acesso remoto e instantâneo aos dados gerados pelo sistema de monitoramento.

Produção

Em 2024, nossa produção total de óleo e gás, incluindo LGN, foi de 2.698 mboed, dos quais 2.664 mboed foram produzidos no Brasil e 33,6 mboed foram produzidos no exterior, uma redução de 3% em relação a 2023. Essa queda na produção deveu-se principalmente às restrições de produção nas plataformas do Pós-sal.

Nossa produção na camada Pré-sal alcançou 1.813 mil barris por dia (mbbl/d) em 2024, representando um aumento de 0,4% em relação à nossa produção em 2023. Em 2024, a produção de óleo na camada Pré-sal representou 84,2% de toda a produção de óleo no Brasil, em comparação com 80,9% em 2023.

PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

	2024	2023	2022	2024 vs 2023
Petróleo bruto e gás natural - Brasil (mboed)	**2.664**	**2.748**	**2.648**	**-3%**
Onshore e em águas rasas (mbbl/d)[1]	34	43	73	-21%
Águas profundas e Ultraprofundas Pós-sal (mbbl/d)	305	382	434	-20%
Pré-sal (mbbl/d)	1.813	1.806	1.635	+0,4%
Petróleo bruto (mbbl/d)[2]	**2.152**	**2.231**	**2.142**	**-4%**
Gás natural (mboed)	**512**	**516**	**505**	**-1%**
Petróleo bruto e gás natural - Exterior[3] (mboed)	**34**	**35**	**37**	**-3%**
TOTAL	**2.698**	**2.782**	**2.684**	**-3%**

(1) Produção em águas rasas: 0,4 mboed em 2024, 3 mboed em 2023 e 7 mboed em 2022.

(2) Incluindo LGN.

(3) Inclui a produção proporcional de nossos investimentos pelo método da equivalência patrimonial, com base na porcentagem de nossa participação nessas entidades.

A produção de óleo no Pré-sal aumentou 0,4%, refletindo o *ramp-up* dos FPSOs Sepetiba, Almirante Barroso, Anita Garibaldi, Marechal Duque de Caxias e Maria Quitéria. A área do Pré-sal compreende grandes acumulações de óleo leve de excelente qualidade e alto valor comercial. A produção de óleo do Pós-sal em águas profundas e ultraprofundas diminuiu 20%, devido às restrições de produção nas plataformas durante o ano e ao declínio natural da produção.

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

Produzimos 85.219 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) de gás em 2024. Deste volume, utilizamos 30.255 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) em nossos processos de produção (reinjeção, queima, consumo, liquefação) e alocamos 54.964 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) para venda.

ALCANCE DA META DE PRODUÇÃO DE 2024

Alcançamos nossas metas de produção para 2024, estabelecidas no Plano Estratégico 2024-2028+.

METAS DE PRODUÇÃO PARA 2024 (mmboed)

Produção	Realizado	Meta
Óleo e LGN	2,2	2,2 ± 4%
Óleo, LGN e gás comercial	2,4	2,5 ± 4%
Produção total de Óleo e Gás	2,7	2,8 ± 4%

Esse resultado demonstra nosso compromisso em alcançar nossas metas, as quais foram atingidas ao manter o foco de nossas atividades em ativos de águas profundas e ultraprofundas.

CUSTO DE EXTRAÇÃO

Em 2024, nosso Custo de Extração (Brasil), sem participação do governo ou arrendamentos, foi de US$ 6,1 por boe, o que representa um aumento de 8,3% em relação ao custo de 2023, de US$ 5,6 por boe. Incluindo arrendamentos, nosso Custo de Extração em 2024 foi de US$ 8,6 por boe, o que representa um aumento de 11,8% em relação ao custo de 2023, de US$ 7,7 por boe.

Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos

A participação dos membros do consórcio em quaisquer campos mencionados refere-se exclusivamente à participação desses membros no contrato relacionado a tal campo. Em certas ocasiões, alguns desses campos estão sujeitos a AIPs, também conhecidos como acordos de unitização, resultando em depósitos compartilhados entre diferentes campos. Nos AIPs, os custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

Abaixo estão os campos mais relevantes sujeitos aos AIPs dos quais somos parte. Esta lista não é exaustiva e outros campos não mencionados abaixo também podem estar sujeitos a AIPs.

TUPI

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

A Jazida Compartilhada compreende o reservatório de Tupi e é compartilhado entre:

- A concessão de Tupi (Contrato de Concessão/BM-S-11), operada por nós com uma participação de 65%, em parceria com a Shell com uma participação de 25% e a Galp com uma participação de 10%;
- Sul de Tupi (Cessão Onerosa), onde temos 100% de participação; e

- Tupi Leste (Área Não-Contratada), que pertence ao Governo federal brasileiro, representado pela PPSA.

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

As participações de cada contrato na Jazida Compartilhada de Tupi (AIP de Tupi) são os seguintes:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Tupi (Contrato de Concessão / BM-S-11)	92,09
Sul de Tupi (Cessão Onerosa)	7,36
Tupi Leste (Área Não-Contratada)	0,55

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Tupi (AIP de Tupi) é a seguinte:

Parceiros	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	67,22
Shell	23,02
Galp	9,21
PPSA[1]	0,55

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

MERO

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

A Jazida Compartilhada de Mero compreende:

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

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Mero (AIP de Mero) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Mero (Contrato de Partilha de Produção / Libra)	96,50
Sul de Mero e Norte de Mero (área não-contratadas)	3,50

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Mero (AIP de Mero) é a seguinte:

Parceiros	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	38,60
Shell	19,30
TotalEnergies	19,30
CNODC	9,65
CNOOC	9,65
PPSA[1]	3,50

(1) A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de Produção de Mero e parte de Sul de Mero e Norte de Mero (Áreas Não-Contratadas) com 3,50% de participação.

ATAPU

A ANP aprovou o AIP das acumulações de Atapu, localizados na Bacia de Santos, e ele está em vigor desde setembro de 2019. A ANP aprovou uma emenda em abril de 2022, para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A Jazida Compartilhada de Atapu compreende:

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

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Atapu (AIP de Atapu) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Oeste de Atapu (Contrato de Concessão / BM-S-11A)	17,03
Atapu (Cessão Onerosa)	32,40
Atapu ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	49,62
Norte de Atapu (Área Não-Contratada)	0,95

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada (AIP de Atapu) é a seguinte:

Parceiros	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	65,69
Shell	16,66
TotalEnergies	15,00
Galp	1,70
PPSA (1)	0,95

(1) A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de Produção de Atapu ECO e parte de Norte de Atapu (áreas não-contratadas) com 0,95% de participação.

SÉPIA

O Acordo de Individualização da Produção (AIP) das acumulações de Sépia, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP e está em vigor desde setembro de 2019. Uma emenda foi aprovada pela ANP em abril de 2022 para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A Jazida Compartilhada da Sépia compreende:

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

A participação de cada contrato na jazida compartilhada de Sépia (AIP de Sépia) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Sépia Leste (Contrato de Concessão)	12,07
Sépia ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	60,41
Sépia (Acordo de Cessão Onerosa)	27,52

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Sépia (AIP de Sépia) é a seguinte:

Parceiro(1)	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	55,30
TotalEnergies	16,91
Petronas	12,69
QP Brasil	12,69
Galp	2,41

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

BÚZIOS E TAMBUATÁ

A Jazida Compartilhada de Búzios compreende:

- Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500), operado por nós com uma participação de 100%.
- Búzios (Cessão Onerosa), operado por nós com uma participação de 100%.
- Em relação ao Excedente de Cessão Onerosa (ECO) de Búzios, em novembro de 2019, nós, em parceria com a CNODC e a CNOOC, obtivemos os direitos para explorar os volumes excedentes do campo de Búzios. O Regime de Partilha de Produção em Búzios tornou-se efetivo em setembro de 2021. Em 2022, transferimos 5% de nosso interesse no Excedente de Cessão Onerosa para a CNOOC. Essa transação foi efetiva a partir de 1º de dezembro de 2022. Nosso interesse no Búzios ECO é de 85%, o interesse da CNOOC é de 10% e o interesse da CNODC é de 5%.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Búzios é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Búzios (Cessão Onerosa)	25,95
Búzios ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	73,41
Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500)	0,64

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Búzios (AIP de Búzios) é a seguinte:

Parceiro[1]	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	88,9891
CNOOC	7,3406
CNODC	3,6703

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

TARTARUGA MESTIÇA, TARTARUGA VERDE E ESPADARTE MÓDULO III

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

O AIP da Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça foi assinado entre nós e a PPSA e está em vigor desde março de 2018. Adquirimos totalmente a área dos limites da concessão BM-C-36 em setembro de 2018 através do bloco denominado Sudoeste de Tartaruga Verde (Contrato de Partilha de Produção).

Em dezembro de 2019, atribuímos à Petronas 50% de nosso interesse nos Campos de Tartaruga Verde (BM-C-36) e no Módulo III de Espadarte. Também estabelecemos um consórcio com a Petronas, nos termos do qual realizamos atividades de operação nas operações mencionadas. O Campo de Tartaruga Verde Sudoeste, sob o Contrato de Partilha de Produção, permaneceu inteiramente conosco.

Em janeiro de 2021, a ANP aprovou uma emenda ao AIP.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Tartaruga Verde (Contrato de Concessão / BM-C-36)	82,19
Tartaruga Verde Sudoeste (Contrato de Partilha de Produção)	17,81

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça é a seguinte:

Parceiro[1]	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	58,905
Petronas	41,095

(1) A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de Produção do Tartaruga Verde Sudoeste.

A participação de cada parte nos reservatórios de Tartaruga Verde e Espadarte Módulo III são:

Parceiros	Participação (em %) de cada parte na Jazida
Petrobras (operador)	50
Petronas	50

SAPINHOÁ

Em 2000, nós, YPF Brasil Ltda (YPF) e BG E&P Brasil LTDA (BG), celebramos um acordo para criar o consórcio BM-S-9, e o contrato de concessão BM-S-9 foi assinado em setembro de 2000. As participações da YPF e da BG foram posteriormente adquiridas pela Repsol e pela Shell, respectivamente. Nós operamos Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09), com uma participação de 45%, em parceria com a Shell (30% de interesse) e a Repsol (25% de interesse).

Em outubro de 2017, o mesmo consórcio adquiriu os direitos para produzir na área estendida do Entorno de Sapinhoá (composta por Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Nordeste de Sapinhoá). O Contrato de Partilha de Produção relacionado a essa área foi assinado em janeiro de 2018.

A ANP aprovou o AIP do depósito compartilhado de Sapinhoá, localizado na Bacia de Santos, que está em vigor desde março de 2018, com as seguintes participações de cada contrato na Jazida Compartilhada de Sapinhoá:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09)	96,30
Entorno de Sapinhoá (Contrato de Partilha de Produção)	3,70

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Sapinhoá é a seguinte:

Parceiro[1]	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	45,00
Shell	30,00
Repsol Sinopec	25,00

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

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

BRAVA

Nós firmamos um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições da Jazida Compartilhada de Brava, localizado na Bacia de Campos, que está em vigor desde outubro de 2019. A PPSA representava o Governo federal brasileiro como proprietário da área não contratada do Norte da Brava, enquanto nós éramos proprietários das áreas contratadas de concessão de Voador e Marlim.

Em maio de 2023, a ANP aprovou uma emenda ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava, e adquirimos um interesse de 100% no Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Brava é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Marlim (Contrato de Concessão)	64,27
Voador (Contrato de Concessão)	33,40
Norte de Brava (Contrato de Partilha de Produção)	2,33

A Petrobras possui uma participação de 100% na Jazida Compartilhada de Brava. A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

ALBACORA PRÉ-SAL (FORNO)

Celebramos um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições do reservatório compartilhado do Pré-sal de Albacora (Forno), localizado na bacia de Campos, que está em vigor desde janeiro de 2023. A PPSA representou o Governo federal brasileiro como proprietário da área não contratada do Norte de Brava, enquanto nós éramos proprietários da área do contrato de concessão de Albacora.

Em maio de 2023, a ANP aprovou uma emenda ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava, e adquirimos um interesse de 100% no Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Albacora Pré-sal (Forno) é a seguinte:

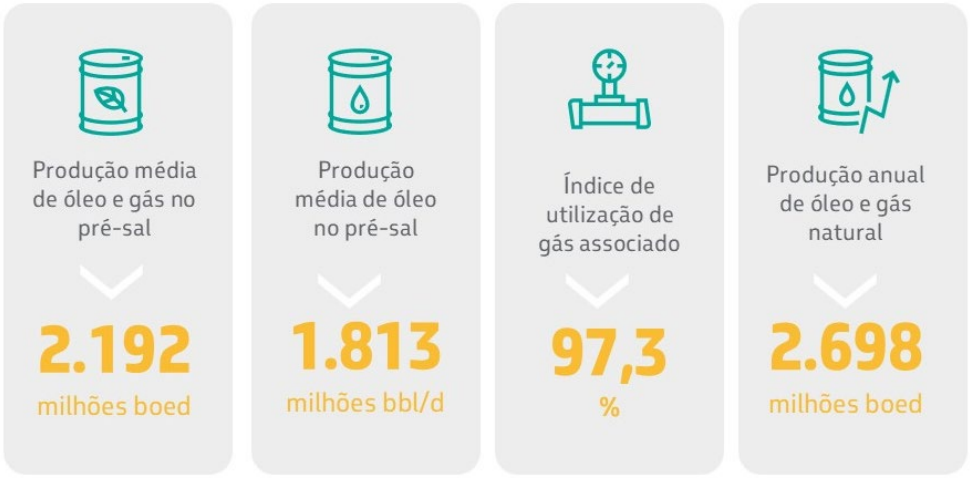
Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Albacora (Contrato de Concessão)	98,33
Norte de Brava (Contrato de Partilha de Produção)	1,67

A Petrobras possui uma participação de 100% na Jazida Compartilhada de Albacora Pré-Sal (Forno). A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

			Unidades de produção							
Bacia	Campo	Principal fonte	Própria	Capacidade (mbbl/d)	Afretada	Capacidade (mbbl/d)	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada	Grau API	Teor de enxofre (% peso)	Produção de óleo em 2024 (mbbl/d)
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	1	1 unidade com 150	Petrobras (89%) CNOOC (7,3%) CNODC (3,7%)	28,5 – 28,8	0,30 – 0,33	567
Santos	Tupi	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (67,22%) Shell (23,02%) Petrogal (9,21%) PPSA (0,55%)	29,6 – 31,4	0,34 – 0,37	554
Santos	Itapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150			Petrobras (100%)	30,2	0,25	149
Campos	Jubarte	Pré-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17,1 – 30,8	0,29 – 0,56	115
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 1 unidade com 150	Petrobras (40%) Shell (20%) Total (20%) CNODC (10%) CNOOC (10%)	29,0 – 30,2	0,30 – 0,31	100
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,69%) Shell (16,66%) TotalEnergies (15%) Galp (1,7%) PPSA (0,95%)	28,3	0,37	97
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%) Equinor (25%)	17,7 – 28,7	0,32 – 0,63	74
Santos	Sépia	Pré-sal	—	—	1	1 unidade com 180	Petrobras (55,3%), TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%), QP Brasil (12,69%), Galp (2,41%)	28,3	0,39	72
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17,6 – 25,5	0,52 – 0,73	63
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	29,6 – 29,9	0,37	60
Outros campos Pré e Pós-sal										267
Onshore										34
Águas rasas										0,4
TOTAL										**2,152**

PRODUÇÃO EM 2024



Campo de Búzios

O campo de Búzios é um ativo altamente produtivo com reservas substanciais de óleo leve, baixos custos de levantamento e emissões reduzidas. Demonstrou resiliência económica mesmo num ambiente de baixo preço do óleo. Em 31 de dezembro de 2024, o campo de Búzios tinha atingido uma produção acumulada total de 1.400 milhões de barris de óleo equivalente (MMboe) ao abrigo do acordo de comparticipação. Em 3 de janeiro de 2024, a Jazida Compartilhada de Búzios atingiu um recorde de produção diária operada de 782,5 mil barris de óleo por dia (kbpd), atribuído ao excelente desempenho operacional. Além disso, Búzios registrou um recorde de produção anual operada de 643,2 kbpd em 2024.

Atualmente, há seis unidades operacionais em Búzios. A quinta unidade, FPSO Almirante Barroso, iniciou a produção em maio de 2023 e atingiu a produção total em tempo recorde, produzindo 150 mbbl/d td após cinco meses. O sexto sistema de produção, FPSO Almirante Tamandaré, chegou ao local em outubro de 2024 e iniciou a produção em fevereiro de 2025. Essa unidade é a primeira plataforma de alta capacidade instalada em Búzios, com um potencial de produção de até 225 mil barris de óleo por dia e capacidade de processar 12 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

Além disso, durante o período de 2022 a 2024, assinamos contratos de construção para a P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83. A produção das próximas plataformas está projetada para começar em anos diferentes: P-78 em 2025, P-79 em 2026 e P-80, P-82 e P-83 em 2027. Espera-se que essas plataformas expandam significativamente a capacidade de produção do campo de Búzios, reforçando seu papel como pedra angular de nossa estratégia de produção.

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

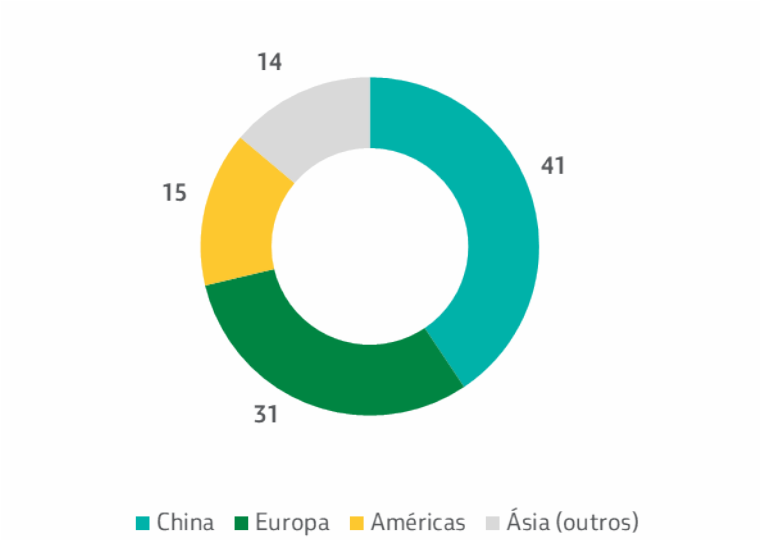
Para obter mais informações sobre a composição da participação no projeto e as ações dos diferentes parceiros em Búzios, consulte "Nossos Negócios - Produção - Reservatórios compartilhados: depósitos entre diferentes campos."

Para obter mais informações sobre nossa produção de petróleo bruto, gás natural, óleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2024, 2023 e 2022, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.

Clientes e Concorrentes

Um dos nossos negócios mais representativos em termos de volume e rentabilidade é o petróleo bruto. Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e contratos de mercado spot, e em 2024, o volume de petróleo bruto comprometido por meio de contratos de longo prazo, com quantidade sujeita a acordo final sobre termos comerciais, foi de aproximadamente 233 mil barris por dia (mbbl/d). Nosso portfólio doméstico e internacional inclui aproximadamente 70 clientes, como refinarias que processam ou processaram regularmente óleos brasileiros, distribuídas pelas Américas, Europa e Ásia, incluindo a China.

CLIENTES DE PETRÓLEO (% vol)



Em 2024, continuamos sendo um dos mais importantes exportadores de óleo combustível de baixo teor de enxofre no mundo, mesmo com uma participação crescente do grau de alto teor de enxofre em nosso portfólio. Nosso óleo combustível está disponível nos principais centros do mercado, como Singapura, Golfo Árabe, Mediterrâneo e Noroeste da Europa, costa oeste da África, Panamá, Caribe e China. Nossa lista de contrapartes consiste em grandes empresas, empresas comerciais e empresas de barganha. Vendemos óleo combustível para mais de 20 empresas diferentes este ano.

No setor de exploração e produção, enfrentamos concorrência para obter acesso a novos ativos exploratórios. No Brasil, as rodadas de licitação realizadas pela ANP são leilões por meio dos quais o Governo federal brasileiro concede o direito de explorar e produzir óleo e gás natural.

Em 2022, nove operadoras adquiriram 59 concessões para blocos exploratórios no 3º ciclo da Área Aberta da Rodada de Licitação de Concessão. A Petrobras não participou desse ciclo.

Em 2023, 13 operadoras adquiriram 192 concessões de blocos exploratórios, no 4º ciclo da Rodada de Licitação de Concessão de Área Aberta. A Petrobras é uma dessas operadoras, com 29 blocos exploratórios. Uma operadora adquiriu um bloco no 2º Ciclo da Modalidade de Partilha de Produção em Área Aberta (a Petrobras não participou desse ciclo).

A ANP não ofereceu rodadas de licitação em 2024.

Reservas

Preparação de estimativas de reservas

Aplicamos a regulamentação da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reservas de óleo e gás natural incluídas neste relatório anual. De acordo com essa regulamentação, estimamos as reservas considerando os preços médios calculados como a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês dentro do período de 12 meses anterior ao final do período do relatório.

Estimamos as reservas com base em previsões de produção de campo, que dependem de uma variedade de informações técnicas, como levantamentos sísmicos, perfis e testes de poços, amostras de rochas e fluidos, e dados de geociências, engenharia e economia. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende principalmente da quantidade de dados geológicos e de engenharia confiáveis disponíveis no momento da estimativa e da interpretação desses dados. Nossas estimativas são feitas usando os dados e tecnologia mais confiáveis disponíveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas na indústria de óleo e gás e as regras e regulamentos da SEC.

Assim, o processo de estimativa de reservas começa com uma avaliação inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os gerentes de reservas são responsáveis pelas estimativas de reservas de ativos em cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativas fornece orientação para estimativas de reservas em conformidade com as exigências da SEC para as equipes de ativos. Os gerentes gerais são responsáveis pelas reservas de ativos de nossas unidades de negócios no Brasil e os diretores executivos de empresas fora do Brasil onde temos participações são responsáveis pelas estimativas de reservas regionais em conformidade com as exigências da SEC. A equipe de reservas corporativas é responsável pela consolidação de nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados relacionados a reservas provadas de óleo e gás e outras informações relacionadas a reservas provadas de óleo e gás. Nossas estimativas de reservas são aprovadas por nossos Executivos, que então informam nosso Conselho de Administração sobre a aprovação. A pessoa técnica principalmente responsável pela supervisão da preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativas, que possui 22 anos de experiência na indústria de óleo e gás e possui graduação em engenharia civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora, uma especialização em Engenharia de Petróleo pela Universidade Petrobras e um MBA em Gestão de Petróleo e Gás pela Fundação Getúlio Vargas.

A D&M conduziu uma avaliação de reservas de 97,2% de nossas reservas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural até 31 de dezembro de 2024 no Brasil. A quantidade de reservas revisadas pela D&M corresponde a 96,8% do total de nossas reservas provadas em todo o grupo, em termos de barris equivalentes. Para informações sobre a qualificação da pessoa técnica da D&M responsável principalmente pela supervisão de nossa avaliação de reservas, consulte o Anexo 99.1 deste relatório anual.

Para uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e nossas estimativas de reservas, consulte "Riscos" neste relatório anual.

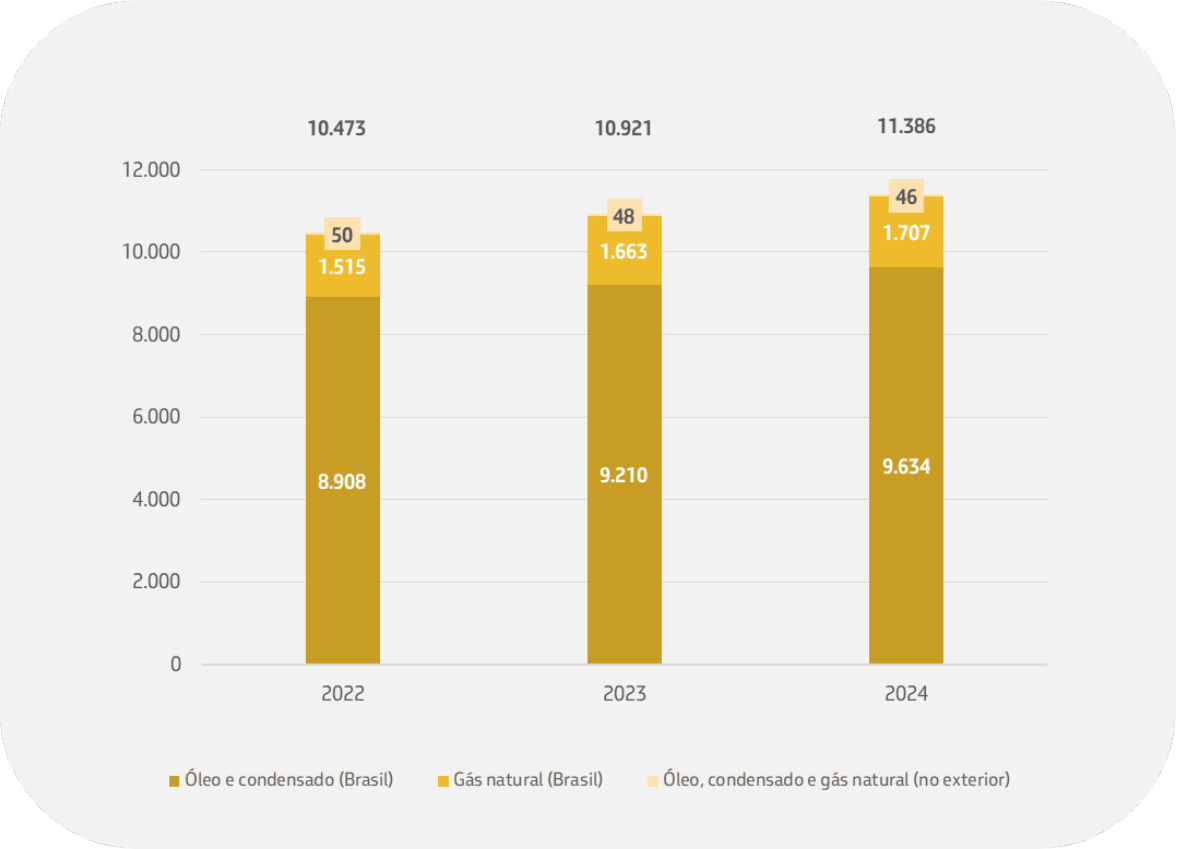
Devido à regulamentação brasileira, também estimamos nossas reservas de óleo e gás de acordo com as definições da ANP e da SPE. As diferenças entre as reservas estimadas de acordo com as definições da ANP/SPE e aquelas estimadas de acordo com a regulamentação da SEC são principalmente devido a diferentes pressupostos econômicos e à possibilidade de considerar como reservas os volumes esperados para serem produzidos além da data de expiração do contrato de concessão em campos no Brasil, de acordo com a regulamentação de reservas da ANP.

Descobrimos novas áreas por meio de atividades exploratórias. Essas áreas se tornam nossos campos após a declaração de comercialidade. Em seguida, preparamos um plano de desenvolvimento para cada campo. À medida que os projetos atingem maturidade adequada, Reservas Provadas podem ser relatadas.

As Reservas Provadas de nossos campos podem ser posteriormente aumentadas com perfuração adicional, otimizações operacionais e métodos de recuperação aprimorados, como injeção de água, entre outras atividades.

Nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2024 foram estimadas em 11.386 milhões de barris de óleo equivalente (boe). Esta estimativa inclui reservas relacionadas ao nosso interesse em investimentos pelo método da equivalência patrimonial, que representa 0,1% de nossas reservas.

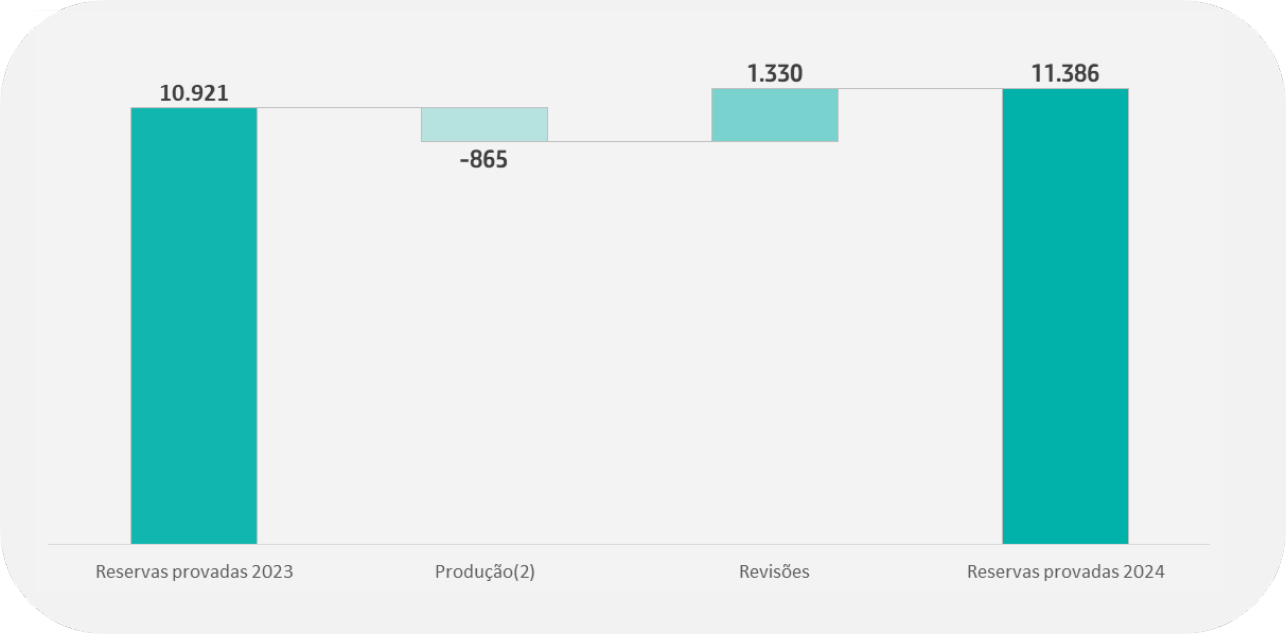
RESERVAS PROVADAS [1] (milhões de boe)



(1) Diferenças aparentes na soma dos números são devidas ao arredondamento.

As quantidades de reservas de óleo e gás mudam anualmente. As quantidades incluídas em nossas reservas do ano anterior que são produzidas durante o ano já não são reservas no final do ano. Outros fatores, como o desempenho do reservatório, revisões nos preços do óleo, descobertas, extensões, compras e vendas de ativos que ocorreram durante o ano, também influenciam as quantidades de reservas no final do ano.

RESERVAS PROVADAS [1] (milhões de boe)



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

(2) O volume de produção de 865 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Portanto, exclui LGN, já que estimamos nossas reservas de óleo e gás em um ponto de referência localizado antes das plantas de processamento de gás, exceto nos Estados Unidos da América e na Argentina. A produção não inclui volumes de gás injetado, produção de Testes de Longa Duração (TLDs) em blocos exploratórios e produção na Bolívia, uma vez que as reservas bolivianas não estão incluídas em nossas reservas devido a restrições determinadas pela Constituição Boliviana.

Em 2024, incorporamos 1.330 milhões de boe de Reservas Provadas, incluindo:

- adição de 883 milhões de boe, devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sépia e em outros campos nas bacias de Santos, Campos e Solimões; e
- adição de 447 milhões de boe, devido ao desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na bacia de Santos, e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes relacionadas à variação do preço do óleo.

ÍNDICES DE RESERVAS 2024



Reservas Provadas Não Desenvolvidas

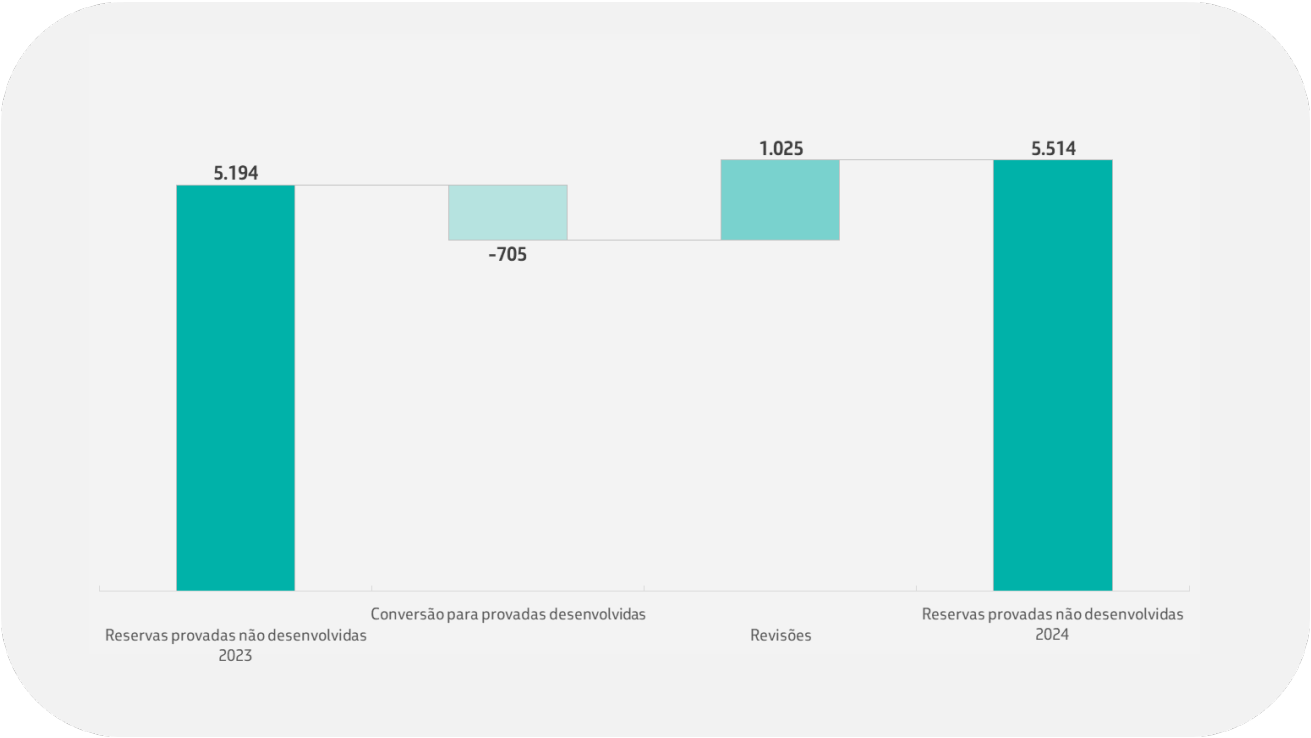
Em 31 de dezembro de 2024, nossas Reservas Provadas Não Desenvolvidas foram estimadas em 5.514 milhões de boe, um aumento líquido de 6% em comparação com o final do ano de 2023.

Em 2024, incorporamos 320 milhões de boe de Reservas Provadas Não Desenvolvidas, incluindo:

- adição de 882 milhões de boe, devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sépia e em outros campos nas bacias de Santos, Campos e Solimões;
- adição de 142 milhões de boe, principalmente devido ao desempenho nos campos de Búzios e Jubarte e outras revisões.

Os acréscimos nas nossas Reservas Provadas Não Desenvolvidas foram parcialmente compensados pela conversão de 705 milhões de boe de Reservas Provadas Não Desenvolvidas em Reservas Provadas Desenvolvidas, principalmente em resultado do início da operação do FPSO Duque de Caxias e do *ramp up* do FPSO Sepetiba no campo de Mero, do *ramp-up* da plataforma P-71 no campo de Itapu, na bacia de Santos, e do ramp up do FPSO Anna Nery e do FPSO Anita Garibaldi no campo de Marlim, na bacia de Campos.

VARIAÇÃO NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS [1] (milhões de boe)



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

Em 31 de dezembro de 2024, 11,2% (619 milhões de boe) de nossas Reservas Provadas Não Desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente aos projetos de desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas em campos gigantes, especialmente nas Bacias de Santos e Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2024, investimos um total de US$ $14,1 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99,3% foram investidos no Brasil.

A maior parte dos nossos investimentos refere-se a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidas, à infraestrutura em águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção.

Para obter mais informações sobre nossas reservas, consulte a seção não auditada "Informações Complementares sobre Exploração e Produção de Óleo e Gás" em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Informações Adicionais sobre Óleo e Gás

As tabelas a seguir mostram (i) o número de poços produtivos brutos e líquidos de óleo e gás natural e (ii) a área bruta e líquida total desenvolvida e não desenvolvida de óleo e gás natural nas quais tínhamos participações em 31 de dezembro de 2024. Um poço bruto ou acre é um poço ou acre onde possuímos uma participação, enquanto o número de poços ou acres líquidos é a soma das participações fracionárias em poços ou acres brutos. Não temos nenhuma área material que expire antes de 2030.

POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS

	Em 31 de dezembro de 2024			
	Óleo		Gás Natural	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas				
Brasil	759	716	81	76
América do Sul (fora do Brasil)	31	10	170	58
Total consolidado	**790**	**726**	**251**	**134**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
América do Norte	42	3,28	1	0,06
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	**42**	**3,28**	**1**	**0,06**
TOTAL POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS	**832**	**729,28**	**252**	**134,06**

ÁREA BRUTA E LÍQUIDA DESENVOLVIDA E NÃO DESENVOLVIDA (in acres)

	Em 31 de dezembro de 2024			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Consolidado				
Brasil	3.088.096	2.629.102	838.069	613.121
América do Sul (fora do Brasil)	3.746	1.259	1.230	413
Total consolidado	**3.091.842**	**2.630.361**	**839.299**	**613.535**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
América do Norte	29.969	2.766	136.800	11.523
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	**29.969**	**2.766**	**136.800**	**11.523**
ÁREA TOTAL BRUTA E LÍQUIDA	**3.121.811**	**2.633.127**	**976.099**	**625.058**

Para valores "líquidos", utilizamos nossa participação detida em 31 de dezembro de 2024. A área bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida apresentada nesta tabela não inclui áreas exploratórias.

A tabela a seguir apresenta o número de poços exploratórios e de desenvolvimento produtivos e secos perfurados nos últimos três anos.

POÇOS EXPLORATÓRIOS E DESENVOLVIMENTO PRODUTIVOS E SECOS LÍQUIDOS

	2024	2023	2022
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	2,60	1,80	1,90
América do Sul (fora do Brasil)	1,45	—	0,78
Total de subsidiárias consolidadas	**4,05**	**1,80**	**2,68**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte[1]	—	—	—
Poços exploratórios produtivos totais perfurados	**4,05**	**1,80**	**2,68**
Poços exploratórios secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	2,80	—	0,45
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	**2,80**	**—**	**0,45**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte[1]	—	—	—

	2024	2023	2022
Total de poços exploratórios secos perfurados	**2,80**	**—**	**0,45**
NÚMERO TOTAL DE POÇOS EXPLORATÓRIOS LÍQUIDOS PERFURADOS	**6,85**	**1,80**	**3,13**
Poços de desenvolvimento produtivo líquido perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	35,33	30,50	41,66
América do Sul (fora do Brasil)	3,36	3,70	3,02
Total de subsidiárias consolidadas	**38,69**	**34,20**	**44,68**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte[1]	0,07	0,14	0,08
Poços de desenvolvimento produtivos totais perfurados	**38,76**	**34,34**	**44,76**
Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	—	—	—
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	**—**	**—**	**—**
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte[1]	—	—	—
Poços de desenvolvimento secos totais perfurados	**—**	**—**	**—**
NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS	**38,76**	**34,34**	**44,76**

(1) Devido à *joint venture* formada pela Petrobras America Inc. e Murphy Exploration & Production Company, as informações sobre reservas provadas, área plantada e poços nos Estados Unidos são reportadas na seção "investidas pelo método de equivalência patrimonial". Para valores "líquidos", utilizamos a participação detida em 31 de dezembro de 2024.

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2024.

NÚMERO DE POÇOS SENDO PERFURADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024

	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas		
Brasil	13	8,87
Internacional		
América do Sul (fora do Brasil)	2	0
América do Norte	0	0
PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS	**15**	**8,87**

A tabela a seguir apresenta nossos preços médios de venda e custos médios de produção por área geográfica de produção e por tipo de produto nos últimos três anos.

PREÇOS MÉDIOS DE VENDA E CUSTOS MÉDIOS DE PRODUÇÃO (US$)

	América do Sul		Total
	Brasil	América do Sul (exceto Brasil)	
2024			
Preços médios de venda			
Óleo e LGN, por barril	75,05	54,50	75,04
Gás natural, por mil pés cúbicos[1]	10,38	3,00	9,88
Óleo sintético, por barril	—	—	—
Gás sintético, por mil pés cúbicos	—	—	—
Custos médios de produção, por barril – total[2]	6,05	5,25	6,05
2023			
Preços médios de venda			
Óleo e LGN, por barril	79,09	50,75	79,07
Gás natural, por mil pés cúbicos[1]	11,37	3,46	10,92
Óleo sintético, por barril	—	—	—
Gás sintético, por mil pés cúbicos	—	—	—
Custos médios de produção, por barril – total[2]	**5,59**	**5,24**	**5,59**
2022			
Preços médios de venda			
Óleo e LGN, por barril	95,91	51,38	95,88
Gás natural, por mil pés cúbicos[1]	11,54	4,27	11,24
Óleo sintético, por barril	87,76	—	87,76
Gás sintético, por mil pés cúbicos	8,80	—	8,80
Custos médios de produção, por barril – total[2]	**5,78**	**6,33**	**5,78**

(1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda e também são apresentados na tabela de produção acima. As quantidades de gás natural foram convertidas de bbl para pés cúbicos de acordo com a seguinte escala: um bbl = seis pés cúbicos.

(2) Custo de Extração.

Para obter informações sobre nossos custos de exploração capitalizados, consulte a Nota 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as informações suplementares não auditadas sobre exploração e produção de óleo e gás nelas contidas.

Refino, Transporte e Comercialização

Processamos 69% de toda a nossa produção de petróleo, que inclui petróleo e GNL e exclui Gasolina Natural (C5+), em nossas refinarias. Em 2024, produzimos 1.783 mbbl/d de derivados de petróleo, provenientes do processamento de petróleo brasileiro (91% da matéria-prima) e de petróleo importado (9% da matéria-prima). Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

Além disso, atuamos no setor petroquímico com participações em empresas e no setor de fertilizantes com fábricas no Brasil.

Visão Geral

Possuímos e operamos 10 refinarias no Brasil, com capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 1.813 mbbl/d. Isso representa 83% de toda a capacidade de refino do Brasil, segundo o anuário estatístico 2024 publicado pela ANP. A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nossos oleodutos, instalações de armazenamento, dutos de produtos refinados e grandes instalações petroquímicas, facilitando o acesso ao fornecimento de petróleo bruto e aos usuários finais.

Também operamos uma grande e complexa infraestrutura de dutos e terminais, e uma frota marítima para transportar derivados de petróleo e petróleo bruto para os mercados brasileiro e global. Operamos 36 terminais próprios por meio de nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. (“Transpetro”), e temos contratos para utilização de parte da capacidade de armazenamento de 17 terminais de terceiros e a Transpetro opera outros nove terminais de terceiros.



A COARI
B BELÉM
C SÃO LUIS
D MUCURIPE
E SUAPE
F MACEIÓ[2]
G BRASÍLIA
H SENADOR CANEDO
I UBERABA
UBERLÂNDIA
J BARRA DO RIACHO
VITÓRIA
K BARUERI
CUBATÃO
GUARAREMA
GUARULHOS
PAULÍNIA
RIBEIRÃO PRETO
SÃO CAETANO DO SUL
SANTOS
SÃO SEBASTIÃO
L ANGRA DOS REIS
CABIÚNAS
ILHA D'ÁGUA
ILHA REDONDA E ILHA COMPRIDA[3]
CAMPOS ELÍSEOS
JAPERI
VOLTA REDONDA
M PARANAGUÁ
N BIGUAÇU
GUARAMIRIM
ITAJAÍ
SÃO FRANCISCO DO SUL
O NITERÓI
OSÓRIO
RIO GRANDE

1 LUBNOR
(Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste)
Início da operação: 1966
Capacidade de destilação bruta: 8 mbbl/d
Grau API: 16,8

2 RNEST
(Abreu e Lima)
Início da operação: 2014
Capacidade de destilação bruta: 88 mbbl/d
Grau API: 23,2

3 REGAP
(Gabriel Passos)
Início da operação: 1968
Capacidade de destilação bruta: 157 mbbl/d
Grau API: 27,2

4 REDUC
(Duque de Caxias)
Início da operação: 1961
Capacidade de destilação bruta: 239 mbbl/d
Grau API: 29,2

5 REPAR
(Presidente Getúlio Vargas)
Início da operação: 1977
Capacidade de destilação bruta: 208 mbbl/d
Grau API: 27,8

6 REFAP
(Alberto Pasqualini)
Início da operação: 1968
Capacidade de destilação bruta: 201 mbbl/d
Grau API: 29,7

7 RPBC
(Presidente Bernardes)
Início da operação: 1955
Capacidade de destilação bruta: 170 mbbl/d
Grau API: 27,0

REVAP
(Henrique Lage)
Início da operação: 1980
Capacidade de destilação bruta: 252 mbbl/d
Grau API: 26,4

REPLAN
(Paulínia)
Início da operação: 1972
Capacidade de destilação bruta: 434 mbbl/d
Grau API: 27,5

RECAP
(Capuava)
Início da operação: 1954
Capacidade de destilação bruta: 57 mbbl/d
Grau API: 30,9

1) Operados pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras.
2) O terminal de Maceió foi arrendado até fevereiro de 2025, quando o contrato foi encerrado.
3) Os terminais Ilha Redonda e Ilha Comprida formam um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE relacionados ao desinvestimento de alguns de nossos ativos de refino no Brasil (REMAN, LUBNOR, RNEST, RLAM, REGAP, REPAR e REFAP) e de uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

Em 2024, seguindo o direcionamento estratégico apresentado no Plano Estratégico 2024-2028+ em vigor na época, o CADE concordou em assinar um aditamento por meio do qual foram estabelecidas novas obrigações com relação às atividades realizadas por nós no fornecimento de petróleo e derivados a terceiros no Brasil, substituindo o compromisso anterior de alienar os ativos de refino e industrialização de xisto.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente aos nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte "Riscos – Fatores de Risco – 6.b) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de óleo e gás poderão intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam alinhados aos das melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementar o nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados" e "Fusões e aquisições".

Principais Ativos

	2024	2023	2022
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	**7.768**	**7.768**	**7.768**
Próprios	6.928	6.928	6.928
Terceiros[1]	840	840	840
Frota de navios (própria e fretada)	**110**	**109**	**110**
Próprios	25	26	26
Afretados	85	83	84
Terminais	**62**	**65**	**65**
Próprios	36[2]	37[2]	38
Terceiros[3]	26	28	27
Refino			
Refinarias	**10**	**10**	**11**
Brasil	10	10	11
No exterior	—	—	—
Capacidade nominal instalada (mbbl/d)	**1.813**	**1.813**	**1.851**
Brasil	1.813	1.813	1.851
No exterior	—	—	—

(1) Dutos de terceiros que possuem contratos de transporte existentes com a Transpetro.

(2) O número de terminais em 2023 considerou os terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida como dois terminais diferentes. Em 2024, nós os consideramos como um único terminal, pois ambos compõem um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

(3) Terminais de terceiros que possuem contratos existentes para utilização do serviço de armazenamento, incluindo nove terminais operados pela Transpetro.

RefTOP - Programa de Refino de Classe Mundial

Com o objetivo de estar entre as melhores empresas de refino de petróleo do mundo, desde 2021 temos um programa estratégico, conhecido como RefTOP, que consiste em um conjunto de iniciativas para melhorar a confiabilidade, a sustentabilidade e a eficiência operacional e energética. Em 2023, após a revisão de nossa estratégia de portfólio de refino, o RefTOP foi expandido para todas as refinarias. Em 2025, espera-se que o RefTOP dê outro passo importante, mudando sua métrica de desempenho energético do Índice de Intensidade Energética (EII) para o Índice de Sustentabilidade Energética (ESI) da Solomon, que mede a eficiência energética das fontes diretas (escopo 1) e indiretas (escopo 2) necessárias para a operação (o EII é uma métrica de escopo 1, ou apenas baseada no consumo). Essa medida demonstra nosso compromisso com o gerenciamento das emissões de carbono e com a minimização de sua pegada de carbono, reconhecendo o impacto das fontes de energia de baixo carbono em um nível mais amplo e, portanto, considerando a consolidada matriz de eletricidade renovável brasileira, que atingiu 93% de geração renovável em 2023 (Agência Internacional de Energia, 2024).

Em 2024, o fator de utilização de petróleo bruto em nossas refinarias atingiu 93%. Temos promovido consistentemente a integração dos sistemas de manutenção, inspeção, engenharia e operação, permitindo diagnósticos mais precisos, menos tempo para a tomada de decisões e redução de falhas.

Continuamos a implementar novos projetos e oportunidades de OPEX para aumentar a eficiência energética e a sustentabilidade, que estão levando a uma redução consistente na intensidade das emissões de GEE, nas emissões de queima e no consumo de gás natural. A intensidade das emissões de GEE caiu de 36,8 kgCO_2e/CWT em 2023 para 36,2 kgCO_2e/CWT em 2024, considerando todas as refinarias.

Espera-se que os novos investimentos no RefTOP atinjam US$ 826 milhões em todas as refinarias de 2024 a 2029.

Refino

Atendemos nossos clientes de derivados de petróleo no Brasil por meio de uma combinação coordenada de processamento, importação e exportação de petróleo que, de acordo com nossa estratégia comercial, busca otimizar nossas margens, considerando diferentes custos de oportunidade do petróleo nacional e importado, derivados de petróleo nos diferentes mercados, bem como os custos de transporte, armazenamento e processamento relacionados.

Em 2024, processamos 1.706 mbbl/d de petróleo em nossas 10 refinarias. Os gráficos a seguir mostram a matéria-prima processada e o desempenho de nossas refinarias.

MATÉRIA-PRIMA PROCESSADA (mbbl/d)



Em 2024, a matéria-prima processada situou-se no mesmo nível de 2023.

Nos últimos 15 anos, fizemos investimentos substanciais em nossas refinarias existentes para aumentar nossa capacidade de processar economicamente petróleo bruto brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade de nossos produtos derivados de petróleo para atender a padrões regulatórios mais rígidos, modernizar nossas refinarias e reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino.

Um desses investimentos é a implantação de uma nova unidade de hidrotratamento de diesel na Refinaria de Paulínia ("REPLAN"), atualmente em processo de construção e montagem de equipamentos e instalações.

Com este projeto, a REPLAN poderá produzir diesel 100% com ultrabaixo teor de enxofre (ULSD ou S-10) e aumentar a produção de querosene de aviação, visando atender às especificações e quantidades demandadas pelo mercado futuro, de forma econômica, com segurança operacional e menores impactos ao meio ambiente.

Espera-se que a nova unidade de hidrotratamento de diesel tenha capacidade de produção de 63 mbbl/d de S-10 e está prevista para entrar em operação em 2025, em linha com o Plano Estratégico.

A tabela a seguir apresenta o desempenho de nossas refinarias.

DESEMPENHO DAS REFINARIAS

	Capacidade de destilação bruta (mbbl/d)	Índice de Complexidade de Nelson	Taxa de transferência média[1] (mbbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Taxa de utilização total[2] (%)		
Refinaria	2024	2024	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022
LUBNOR	8	3,5	8	9	8	98,4	97,7	97,6	97,5	107,8	106,7
RECAP	57	6,8	53	56	58	94,8	97,6	97,0	93,0	98,8	102,9
REDUC	239	15,4	212	221	205	96,0	91,5	96,0	89,8	93,7	86,8
REFAP	201	6,0	167	143	155	93,7	94,2	92,9	87,5	74,7	82,0
REGAP	157	7,9	149	146	146	97,6	97,6	97,3	97,4	95,1	94,7
REMAN	—	—	—	—	28[3]	—	—	98,0	—	—	67,3
REPAR	208	7,8	193	201	157	97,6	97,8	97,0	93,4	98,2	77,9
REPLAN	434	6,9	394	398	376	97,9	97,8	97,5	91,9	92,5	87,3
REVAP	252	8,6	235	235	227	95,8	96,5	96,9	93,9	93,7	91,6
RLAM	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
RPBC	170	10,2	169	155	173	95,5	95,3	96,9	99,9	92,0	102,7
AIG (antiga RPCC)	—	—	—	11	24	—	—	—	0	68,7	63,7
RNEST	88	7,6	81	74	61	95,4	93	84,9	97,7	95,1	83,0
Rendimento médio de petróleo bruto	—	—	1.661	1.649	1.619	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio de LGN	—	—	45	47	43	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio	—	—	1.706	1.696	1.662	—	—	—	—	—	—
Capacidade de destilação bruta	1.813	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Inclui processamento de petróleo e LGN (matéria-prima fresca).
(2) A taxa de utilização total inclui toda a carga nas unidades de destilação, composta por óleo, C5+ e reprocessamento (de petróleo e outros produtos).
(3) Média até novembro de 2022.

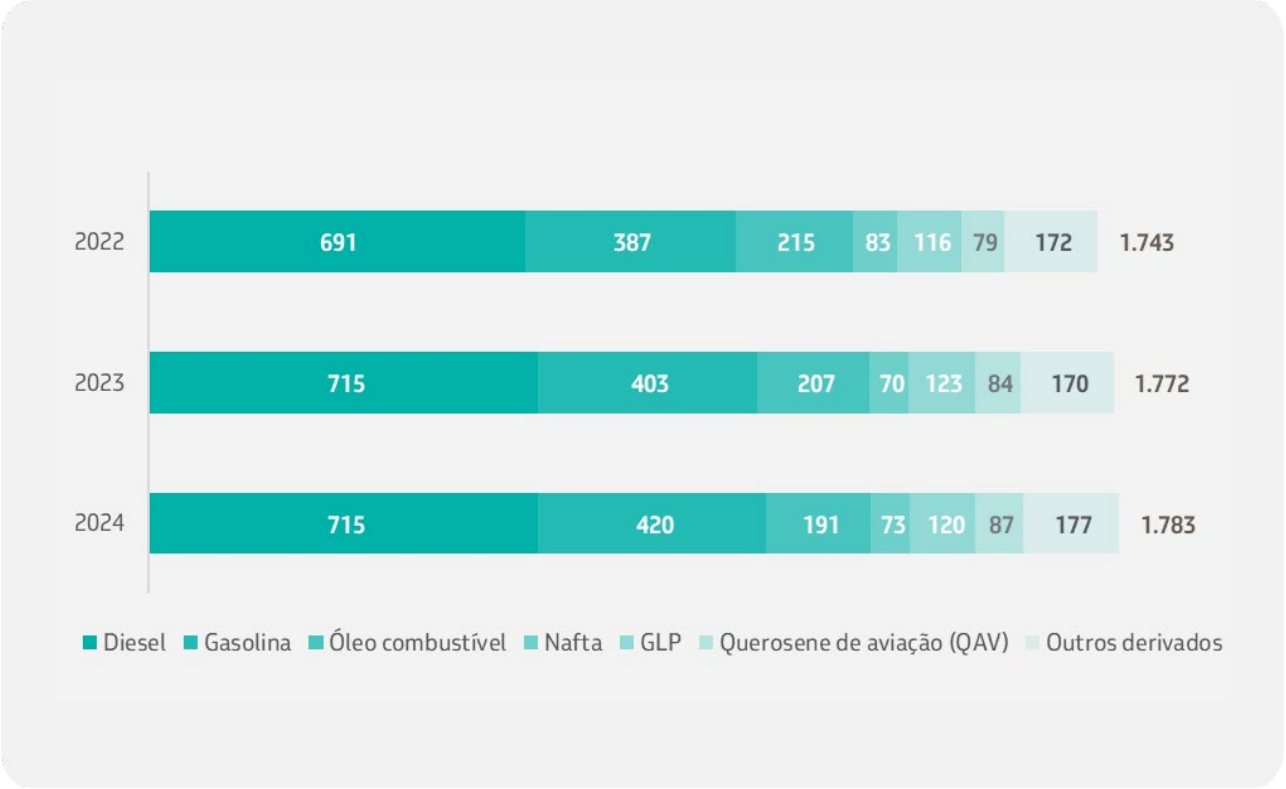
PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DAS NOSSAS REFINARIAS

Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mbbl)	
			Petróleo bruto	Derivados de petróleo
LUBNOR	Asfalto (47%); Óleo Combustível (35%); Lubrificantes (12%); Diesel (6%)	Óleo Lubrificante – vendido a distribuidores e comercializado em todo território nacional; Asfaltos – estados do Norte e Nordeste do Brasil e de Minas Gerais	0,3	0,4
RECAP	Diesel (42%); Gasolina (30%); GLP (9%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,6	1,7
REDUC	Diesel (23%); Gasolina (17%); Óleo Combustível (18%); GLP (9%); Querosene de Aviação (8%); Nafta (10%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5,9	11,0
REFAP	Diesel (49%); Gasolina (28%); Nafta (4%); GLP (8%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por meio da navegação de cabotagem	3,1	5,7
REGAP	Diesel (44%); Gasolina (25%); Querosene de Aviação (7%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, ocasionalmente, o estado do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado no Rio de Janeiro	2,0	5,4
REPAR	Diesel (43%); Gasolina (30%); GLP (8%)	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	3,3	5,8
REPLAN	Diesel (44%); Gasolina (24%); GLP (6%); Querosene de Aviação (3%); Óleo Combustível (10%)	Interior do estado de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia e Acre, Sul de Minas Gerais e o chamado "Triângulo Mineiro", Goiás, Brasília e Tocantins	5,6	11,4
REVAP	Diesel (27%); Gasolina (23%); Nafta (8%); Querosene de Aviação (15%); Óleo Combustível (13%)	Vale do Paraíba, 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. Abastece 80% da demanda por querosene de aviação do mercado paulista e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	4,8	10,5
RPBC	Diesel (48%); Gasolina (28%); Óleo Combustível (11%); GLP (4%)	A maior parte dos produtos é destinada à capital paulista. Parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,6	7,1
RNEST	Diesel (60%); Nafta (13%); Coque (10%); Óleo Combustível (13%)	Norte e Nordeste do Brasil	—(1)	5,6

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

No que diz respeito aos derivados de petróleo, produzimos 1.783 mbbl/d de derivados em 2024, conforme gráfico a seguir:

PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



Em 2024, em comparação com 2023, houve um aumento na produção de gasolina (4,2%), querosene de aviação (3,6%) e asfalto (4,4%), devido ao crescimento da demanda doméstica e apoiado por resultados elevados na disponibilidade, confiabilidade e desempenho das refinarias. Em 2024, atingimos o recorde anual de produção de Diesel S-10, aumento de 5,1% em relação a 2023.

Empreendimentos em andamento

BOAVENTURA

Seguindo nossa estratégia atual, o Polo Boaventura, anteriormente conhecido como GASLUB, localizado em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, está sendo remodelado. Novas soluções estão sendo avaliadas, como uma nova área de refino, uma planta de processamento de gás natural e uma usina termoelétrica. Este escopo considera a integração com a refinaria REDUC e consiste em uma planta de hidrocraqueamento catalítico, hidrotratamento e hidrodesparafinação para produção de óleos lubrificantes básicos do Grupo II que compreendem uma nova geração de óleos lubrificantes com maiores índices de viscosidade, melhor estabilidade à oxidação e melhor desempenho geral em relação aos óleos básicos do Grupo I. As unidades também poderão produzir combustíveis de alta qualidade, e os investimentos adicionais incluídos em nosso Plano Estratégico, juntamente com a integração com a REDUC, aumentarão a produção de S-10 em 76 mbbl/d. Para esse escopo, a construção está prevista para ser contratada até o final do primeiro trimestre de 2025. Além disso, foi iniciado um estudo para avaliar a implementação de uma planta dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis (óleos vegetais e gordura animal) e à produção de combustíveis avançados, como o BioQAV (também conhecido como SAF ou *Biojet Fuel*) e/ou o Óleo Vegetal Hidrotratado (o "HVO"), aplicando a tecnologia de Ésteres e Ácidos Graxos Hidroprocessados e também produtos petroquímicos.

Para a planta de processamento de gás natural, um novo contrato de construção, gerenciamento e comissionamento foi assinado em março de 2023, cujos marcos de construção e comissionamento foram alcançados e a planta 1 entrou em operação comercial em novembro de 2024. Espera-se que a Usina 2 comece as operações comerciais no segundo semestre de 2025.

A termelétrica a gás ainda está em estudo, com projeto conceitual concluído. A fábrica obteve a licença ambiental preliminar em novembro de 2024 e outras etapas de planejamento estão em andamento.

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 de nossas refinarias. A refinaria está localizada na região Nordeste do Brasil, e esta localização define a planta como nosso principal *hub* no Norte-Nordeste do país.

A RNEST é o principal projeto de expansão de capacidade, com previsão de aumento da capacidade de produção de diesel com ultrabaixo teor de enxofre (“ULSD” ou “S-10”) de 94 mbbl/d. Este aumento na capacidade de produção de derivados fortalece ainda mais nossa vantagem competitiva na utilização otimizada do nosso sistema de refino. Os principais projetos de ampliação de capacidade e melhoria da qualidade dos derivados de petróleo da RNEST incluem a reforma do Trem 1, implantação do Trem 2 e conclusão do projeto SNOX. O projeto SNOX permitirá o processamento de petróleos brutos mais pesados, levando a uma potencial redução nos custos das matérias-primas e, portanto, a uma melhoria na margem.

O projeto SNOX foi concluído em dezembro de 2024, e a reforma do Trem 1 está em construção, enquanto o Trem 2 da RNEST está em processo licitatório e tem previsão de entrada em operação até 2028.

Outros Projetos ULSD

No que diz respeito à expansão da capacidade de produção de ULSD, além da nova unidade de hidrotratamento na REPLAN, com capacidade adicional de produção de 63 mbbl/d de ULSD, temos também outro investimento na REVAP, que tem focado em modificações em uma unidade existente de hidrotratamento de diesel (“U-272D”), a fim de melhorar a produção de S-10 em 41 mbbl/d, atendendo às especificações do mercado e às exigências ambientais. Este projeto está previsto para começar em 2026.

Logística

A logística de petróleo e derivados conecta os sistemas de produção de petróleo às refinarias e aos mercados buscando maximizar o valor das operações de refino de petróleo e da comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior por meio de um sistema integrado de planejamento logístico, vendas, operações e ativos, conforme ilustrado abaixo.



Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Transpetro.

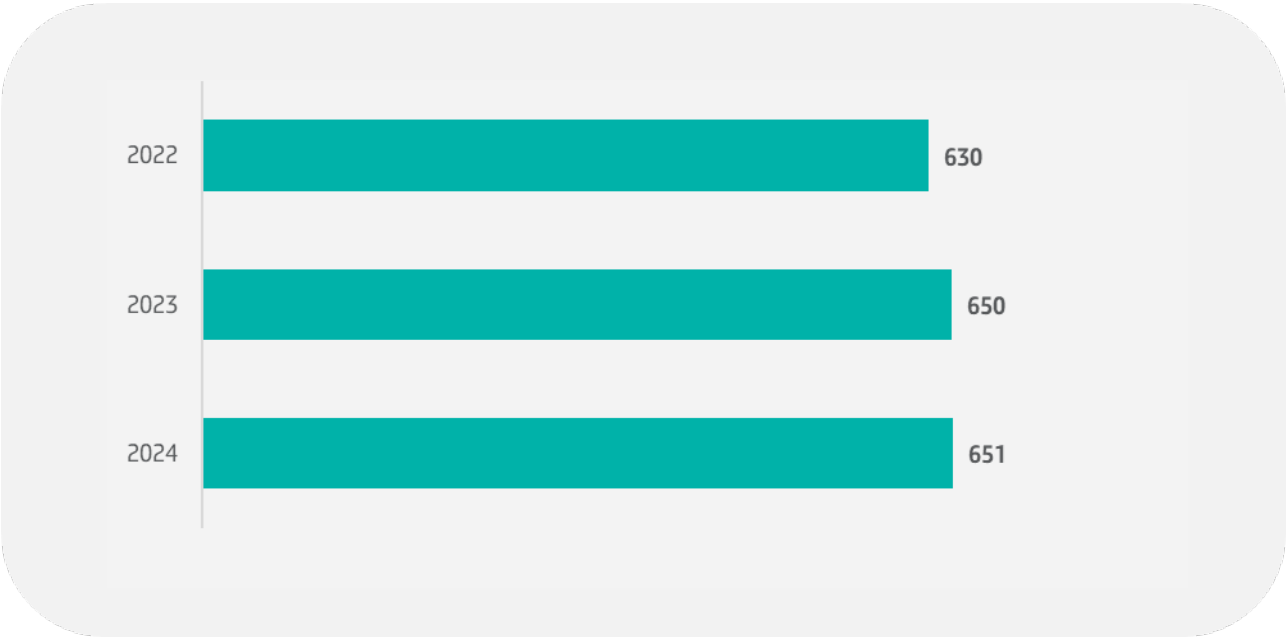
A Transpetro é uma empresa de logística que realiza operações de armazenagem e movimentação de petróleo e derivados, etanol, gás e biocombustíveis para o abastecimento de indústrias brasileiras, usinas termelétricas e refinarias de petróleo, incluindo atividades de importação e exportação.

A operação de terminais e dutos é um importante elo da nossa cadeia de fornecimento. O petróleo é transportado dos campos de produção até os terminais da Transpetro por oleoduto ou navio. De lá, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o refino, os derivados de petróleo são escoados por dutos até os terminais para serem entregues às distribuidoras de combustíveis, que abastecem os mercados brasileiro e mundial. Essa operação abrange uma rede de dutos de 7.768 km e 45 terminais, dos quais 24 são marítimos e 21 são terrestres (incluindo a operação da Transbel, uma subsidiária integral da Transpetro, estabelecida devido à obrigação de leiloar áreas portuárias públicas). A Transpetro opera terminais de propriedade da Petrobras e de terceiros, com capacidade nominal total de armazenamento de 10,73 milhões de m^3. Em 2024, a Transpetro movimentou 651 milhões de m^3 de petróleo, derivados e biocombustíveis, totalizando 6.143 operações com navios-tanque e barcaças petrolíferas.

Movimentamos petróleo e derivados, seja por cabotagem ou navegação de longo curso, atendendo às demandas de nossos clientes. A frota operada pela Transpetro é composta por 33 navios (26 dos quais são de propriedade da Transpetro e sete dos quais contratamos por meio da subsidiária Transpetro International BV), e essa frota operacional tem idade média de dez anos. A capacidade de transporte desta frota é de 3,2 milhões de toneladas de porte bruto. Em 2024, essa frota movimentou cerca de 46,6 milhões de m^3 de petróleo e derivados, cerca de 23% da carga movimentada pela Petrobras por via marítima.

Além disso, operamos 78 navios afretados diretamente pela Petrobras de terceiros. Essa operação tem capacidade para transportar 5,5 milhões de toneladas de porte bruto e, em 2024, movimentou 177,0 milhões de m^3.

MOVIMENTAÇÃO EM TERMINAIS E GASODUTOS (milhões de m^3)



Buscamos constantemente a excelência na integridade de nossos ativos e na eficiência operacional.

A eficiência operacional da frota da Transpetro, representada pelo Índice de Disponibilidade Operacional (que calcula a proporção de tempo que a embarcação esteve operacionalmente pronta, excluindo o tempo de permanência em dique seco), foi de 99,2% em 2024, ante 99% em 2023. O aumento neste índice em 2024 garantiu o melhor resultado da empresa nos últimos sete anos.

Roubo de combustível em dutos terrestres

O engajamento entre Petrobras e Transpetro em 2024 continua sendo um fator determinante para um avanço considerável no combate às ações de roubo de combustível em nossa malha de dutos, também conhecido como derivação clandestina. Essa parceria resultou em ações que garantiram nosso compromisso com a vida, o meio ambiente e a segurança operacional.

Continuamos fortalecendo nosso relacionamento com as forças de segurança pública do Brasil, estreitando os laços com as comunidades vizinhas em nossas redes de dutos, expandindo a conscientização e os projetos sociais e investindo no aprimoramento de ferramentas tecnológicas, visando maior eficácia na prevenção de derivação clandestina.

Estas ações permitiram, no último ano, uma redução de 11% no número de casos face ao ano anterior, passando de 28 ocorrências em 2023 para 25 ocorrências em 2024. Também reduzimos o número de ocorrências em áreas urbanas, minimizando riscos à população do entorno.

Finalmente, as conquistas indicadas pelos resultados confirmam a redução do risco associado à derivação clandestina.

TERMINAIS PRÓPRIOS

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

(1) O terminal de Maceió foi arrendado até fevereiro de 2025, quando o contrato terminou.
(2) O terminal apenas bombeia o produto. Não há tanque de produto neste site.
(3) Os terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida formam um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

Comercialização

PRINCIPAIS FONTES

Do fornecimento total de derivados de petróleo

1.783 mbbl/d provêm da produção de nossas refinarias

148 mbbl/d foram importados

CONSUMO

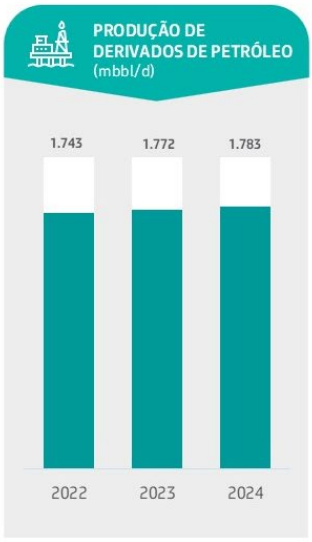
VENDEMOS

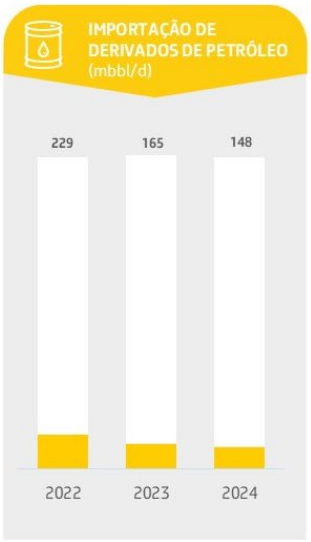
Uma média de

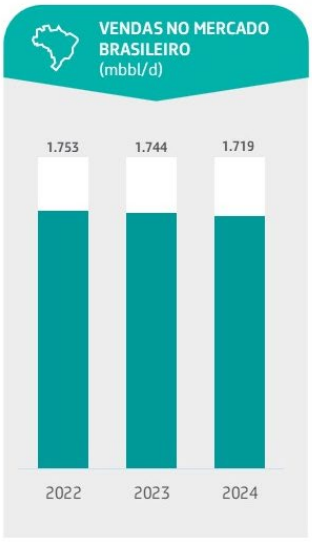
1.719 mbbl/d de derivados de petróleo para o mercado brasileiro

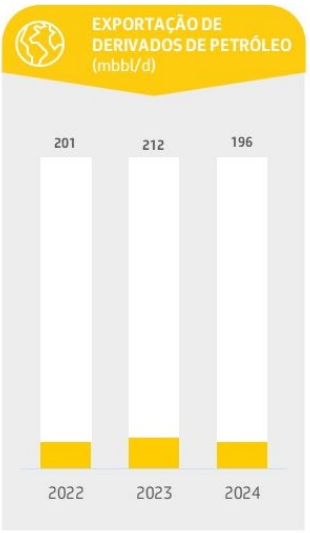
196 mbbl/d para o mercado externo

90% das vendas totais de nossos derivados de petróleo foram destinadas ao mercado brasileiro e foram oriundas de nossas refinarias e importações

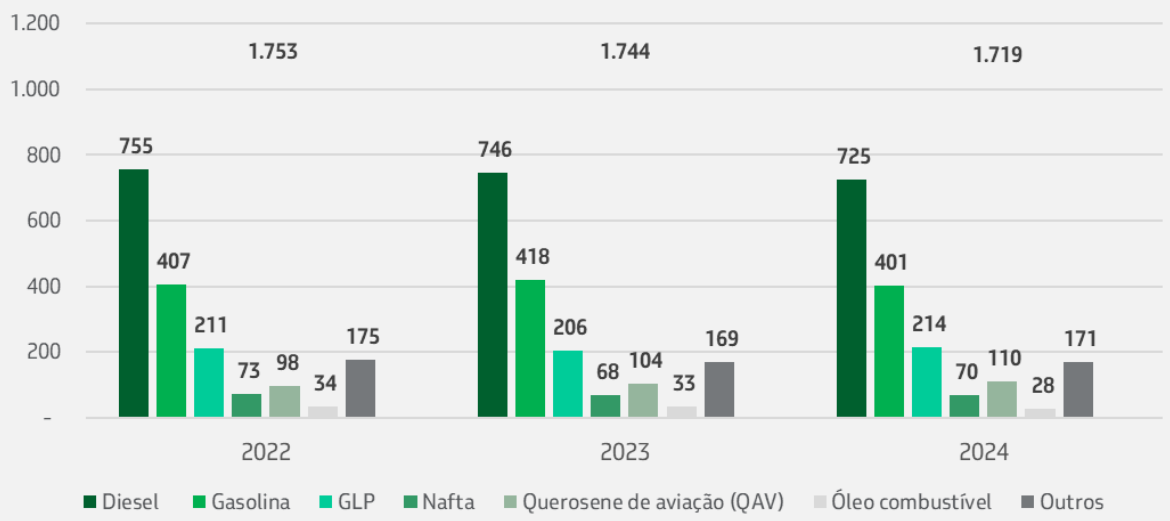








VOLUMES DE VENDAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PARA O MERCADO BRASILEIRO, POR PRODUTO E TOTAL NO ANO (mbbl/d)



Diesel

Diesel é um destilado médio de petróleo usado como combustível em veículos com motores de combustão interna de ignição por compressão (motores do ciclo diesel). É utilizado principalmente no transporte rodoviário de cargas e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo diesel vendido aos usuários finais no Brasil deve ser misturado ao biodiesel. Em março de 2024, o nível obrigatório de biodiesel no combustível passou de 12% para 14%, conforme decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Em 2024, as vendas de diesel S-10 representaram 64,4% de nossas vendas de diesel, superando os 62% alcançados em 2023. A diminuição das vendas de óleo diesel em 2024 foi associada principalmente ao aumento da mistura obrigatória de biodiesel e ao aumento das importações de outros agentes para o Brasil, especialmente da Rússia. A participação recorde do Diesel S-10 em relação ao total de vendas de diesel reflete as ações comerciais e operacionais que implementamos para atender à demanda interna brasileira pelo produto com menor teor de enxofre, em substituição ao Diesel S-500.

Gasolina

A gasolina é um destilado leve de petróleo utilizado em veículos com motores de combustão interna de ignição por faísca (motores do ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um destilado chamado "gasolina A", que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) pelos distribuidores e depois vendido aos usuários finais como "gasolina C" nos postos de gasolina. Seus principais concorrentes são o etanol hidratado (vendido diretamente pelos produtores às distribuidoras, que o revendem nos postos de combustíveis) e o GNV – Gás Natural Veicular (vendido pelas distribuidoras de gás diretamente aos postos de combustíveis). Em 2024, a "gasolina A" vendida por nós representou cerca de 39% do mercado total brasileiro de Ciclo-Otto.

As vendas de gasolina em 2024 diminuíram principalmente devido à perda de participação de mercado para o etanol hidratado no abastecimento de veículos *flex-fuel*. Isso foi impulsionado pela retaxação federal total ao longo de 2023 e pelo aumento dos impostos sobre combustíveis em 2024, o que tornou o etanol hidratado uma opção mais atraente para os consumidores.

GLP

O GLP é um destilado leve composto por propano e butano. É utilizado como combustível para aparelhos de aquecimento como equipamentos de cozinha, aquecimento rural e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 70% do GLP é vendido por distribuidoras envasadas em botijões de até 13 kg e utilizado principalmente para cozinha residencial e sua demanda é diretamente impulsionada pelo crescimento populacional e pelo crescimento da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente correlacionado com as temperaturas locais e com a taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. Os 30% restantes da demanda por GLP provém principalmente dos setores industrial e de serviços, cuja procura é impulsionada pelo crescimento econômico.

O aumento das vendas de GLP em 2024 foi associado principalmente ao aumento da renda da população brasileira, à redução do desemprego e aos programas sociais que facilitam o acesso da população de baixa renda ao GLP para cozinhar.

Nafta

A nafta é um destilado 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, propileno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

O aumento de 2,9% nas vendas de nafta em 2024 foi associado principalmente ao aumento da demanda do complexo petroquímico da Braskem em São Paulo.

Querosene de Aviação

O querosene de aviação é um destilado 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). A demanda por querosene de aviação está fortemente correlacionada com o crescimento do PIB, uma vez que afeta diretamente a demanda por viagens – negócios e lazer.

O principal fator por trás do aumento das vendas em 2024 foi o aumento da atividade econômica no Brasil, que estimula tanto os voos de passageiros quanto o movimento de cargas.

Óleo Combustível

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 termelétricas). A demanda por óleo combustível para consumo industrial depende sobretudo do crescimento do PIB e da disponibilidade e competitividade de gás natural (seu principal produto concorrente).

As termelétricas a óleo combustível participam marginalmente do fornecimento de energia do país, entrando em operação apenas quando o nível de água nos reservatórios está muito baixo. Em 2024, o uso industrial de óleo combustível representou cerca de 95% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representou apenas 5%. Em 2024, o principal fator para a retração das vendas foi a queda na demanda causada pela migração do consumo de óleo combustível para o gás natural pelos consumidores do Norte do Brasil.

Além de óleo e derivados, também comercializamos gás natural, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos.

VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (mbbl/d)

	2024	2023	2022
Derivados de petróleo totais	1.719	1.744	1.753
Gás natural	206	226	305
Petróleo bruto	147	181	202
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	7	4	3
Mercado brasileiro total	**2.079**	**2.155**	**2.263**
Exportações[1]	798	806	714
MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES	**2.877**	**2.961**	**2.977**

(1) Inclui principalmente petróleo bruto e derivados de petróleo.

Preços dos derivados de petróleo

O petróleo bruto é uma *commodity*, cujo valor depende de sua qualidade, geralmente baseada no grau API e no teor de enxofre. Tradicionalmente, os petróleos brutos mais leves têm maior valor agregado que os mais pesados, dado que podem gerar produtos de maior valor. Os petróleos brutos com menor teor de enxofre tendem a ter mais valores de mercado em comparação com os petróleos com maior teor de enxofre e rendimentos semelhantes. Recentemente, no entanto, os petróleos pesados têm mostrado um forte valor de mercado devido à possibilidade de produção de margens elevadas, quando estes petróleos brutos são processados em refinarias com *hardware* mais complexo. Diferentes refinarias atribuem valores diferentes ao mesmo petróleo bruto, dependendo da sua capacidade de conversão e do valor dos produtos que pretendem produzir para abastecer seus mercados específicos. As refinarias podem processar uma variedade de petróleos brutos, o que traz flexibilidade para processar diferentes qualidades.

Os petróleos brutos são comercializados globalmente e os seus preços são normalmente referenciados em cotações internacionais, como WTI, *Brent* ou Dubai. Dependendo de fatores como qualidade, oferta, demanda, tamanho do lote, condições comerciais e custos logísticos para disponibilizar uma carga de petróleo bruto em determinado ponto de entrega, um prêmio ou desconto pode ser negociado entre comprador e vendedor.

Os derivados de petróleo refinados são *commodities* e os seus preços em diferentes regiões do mercado global são determinados pelo equilíbrio local entre a oferta e a procura, pelos preços do petróleo bruto e pelo *crack spread*. O *crack spread* refere-se à diferença geral de preços entre um barril de petróleo bruto e os derivados de petróleo refinados a partir dele. É um tipo de margem bruta de processamento específico do setor. "*Crack*" é um termo usado na indústria do petróleo que representa a capacidade de um petróleo bruto produzir diversos produtos, como gases como propano e butano; destilados leves como nafta e gasolina; destilados médios como querosene, gasóleo e diesel; e destilados pesados, como óleo combustível pesado e asfalto. Normalmente, um *crack* é definido em termos de um produto específico versus um petróleo bruto específico. Por exemplo, o *crack* do diesel no *Brent* indica quanto o preço do produto individual está contribuindo para a rentabilidade do refino.

O preço do barril de petróleo bruto e os diversos preços dos produtos dele refinados nem sempre estão em perfeita sincronização. Dependendo da sazonalidade e dos estoques globais, entre outros fatores, a oferta e a procura de qualquer derivado de petróleo específico podem resultar em alterações de preços que podem ter impacto nas margens de lucro de um barril de petróleo bruto para a refinaria.

Como os derivados de petróleo são comercializados globalmente e podem ser transportados entre mercados, os preços em todo o mundo tendem a flutuar, sujeitos às condições locais.

Atualmente, como resultado do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia e do conflito no Oriente Médio, os preços de referência do petróleo, dos derivados de petróleo, do gás natural e do GNL permanecem extremamente voláteis. Não podemos prever até que ponto esses conflitos impactarão nossos negócios. Estes acontecimentos também afetam os fluxos de petróleo e os mercados relacionados. Um exemplo é a mudança nas exportações de petróleo fornecido pela Rússia sendo desviadas para a China e a Índia, limitando a procura destes mercados por outros fornecedores.

Nosso posicionamento atual sobre precificação no Brasil leva em consideração as condições do mercado interno e busca alinhar o preço dos derivados de petróleo com os preços internacionais,

evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio causada por questões conjunturais.

Desde 2022, seguimos nossa Diretriz para Formação de Preços no Mercado Interno ("Diretriz"), aprovada pelo nosso Conselho de Administração, alinhada ao seu objetivo de melhorar continuamente nossa governança. A Diretriz reitera a competência da Diretoria em executar políticas de preços, preservando e priorizando nosso resultado financeiro e buscando maximizar sua criação de valor. Além disso, a Diretriz incorpora uma camada adicional de supervisão da execução das políticas de preços pelo Conselho de Administração e pelo Conselho Fiscal, com base no relatório trimestral da Diretoria Executiva, formalizando uma prática já existente.

DIESEL E GASOLINA

Temos uma estratégia comercial em vigor desde 2023 para definir nossos preços de diesel e gasolina, substituindo a política de preços anterior. A estratégia comercial considera referências de mercado como: (a) o custo alternativo do cliente, como valor a ser priorizado na precificação, e (b) o nosso valor marginal. O custo alternativo do cliente refere-se ao custo das principais alternativas de fornecimento, sejam produtos iguais ou substitutos, e o valor marginal é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a empresa, entre elas, produção, importação e exportação do produto e/ou os óleos utilizados no refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por polo de vendas, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, tendo em conta a melhor alternativa acessível aos clientes. Esta estratégia permite-nos competir de forma mais eficiente, tendo em conta a nossa quota de mercado, otimizar os seus ativos de refino e obter rentabilidade numa base sustentável.

Os reajustes de preços continuarão a ser feitos sem periodicidade definida, evitando a transferência para os preços internos da volatilidade cíclica dos preços internacionais e da taxa de câmbio para os preços domésticos.

A estratégia comercial está alinhada com a Diretriz aprovada pelo Conselho de Administração em 27 de julho de 2022.

Durante 2024, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em um aumento de 7,1% no preço da gasolina, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2024 com aqueles vigentes em 31 de dezembro de 2023. E não houve ajuste de preço para o diesel em 2024.

GLP

Os preços do GLP no mercado brasileiro são definidos levando em consideração o equilíbrio com os preços internacionais e o nível de participação de mercado, nos segmentos de GLP residencial e industrial/comercial. De acordo com nossa política de preços, os reajustes de preços são realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análises de ambientes internos e externos.

Durante 2024, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando no aumento de preços de 9,8% para o GLP, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2024 com aqueles vigentes em 31 de dezembro de 2023.

Importações, Exportações e Vendas Internacionais

Nossas importações e exportações de petróleo bruto e derivados são impulsionadas por fatores econômicos que envolvem nosso refino doméstico, os níveis de demanda brasileiros e os preços internacionais. A maior parte do petróleo bruto que produzimos no Brasil é classificada como de grau API médio. Importamos algum petróleo bruto leve para equilibrar o quadro de nossas refinarias e exportamos principalmente petróleo bruto médio de nossa produção no Brasil. Além disso, continuamos a importar derivados de petróleo para equilibrar qualquer déficit entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado por cada produto.

Em 2024, as exportações líquidas aumentaram 14 mbbl/d, atingindo 499 mbbl/d. Esse aumento resultou principalmente da redução das importações de derivados de petróleo em 2024, principalmente gasolina, devido ao aumento da produção com maior utilização das refinarias no ano de 2024.

EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)

	2024	2023	2022
Exportações			
Petróleo bruto	602	594	513
Óleo Combustível	150	161	181
Outros derivados de petróleo	46	51	20
Exportações totais	**798**	**806**	**714**
Importações			
Petróleo bruto	151	156	164
Diesel	60	63	118
Gasolina	11	39	25
Outros derivados de petróleo	77	63	86
Importações totais	**299**	**321**	**393**

Nossas atividades de comercialização de petróleo bruto, derivados e GNL visam atender às nossas demandas internas ou potenciais oportunidades de negócios identificadas pelas nossas equipes comerciais buscando otimizar as operações de compra e venda nos mercados brasileiro e global, bem como as operações *offshore*.

As equipes de comércio internacional estão sediadas nos principais centros comerciais globais de petróleo e derivados, como Houston, Cingapura, Buenos Aires e Roterdã, e são compostas por comerciantes de petróleo bruto, derivados de petróleo e biocombustíveis, GNL, transporte marítimo e operadores de suporte.

Para obter mais informações sobre nossos clientes de petróleo e derivados, consulte "Exploração e Produção – Clientes e Concorrentes" e "Refino, Transporte e Comercialização – Clientes e Concorrentes" neste relatório anual.

Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para diversas empresas de distribuição no Brasil.

Um contrato de licença de marca registrada de 10 anos está em vigor e concede à Vibra uma licença não exclusiva, paga e temporária sobre certas marcas registradas que possuímos, incluindo, mas não se limitando a "Petrobras", "Petrobras Podium", "Petrobras Premmia", "De Olho no Combustível", "BR Aviation" e "Petrobras Grid". O contrato expira em junho de 2029 e deverá cumprir as obrigações de *debranding* estabelecidas.

Nos termos deste contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de postos de serviços e aviação, para os quais a Vibra utilizará exclusivamente as marcas por nós licenciadas. Entretanto, durante a vigência do contrato de licença de marca, nos comprometemos a abster de atuar no setor de postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de "posto de serviço" neste contrato é qualquer instalação onde produtos e serviços de petróleo e gás e/ou serviços relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não) destinadas a alimentar veículos automotores e embarcações sejam oferecidos à *Business-to-Consumer* (ou B2C), incluindo lojas de conveniência. Em janeiro de 2024, notificamos a Vibra de que não temos interesse em estender o contrato de licença de marca registrada nos termos atuais. As partes estão avaliando a necessidade de modificações na licença. Esperamos que essa decisão nos permita avaliar novas estratégias de gerenciamento de marcas e oportunidades de negócios.

Também participamos do setor varejista em outros países da América do Sul, conforme segue:

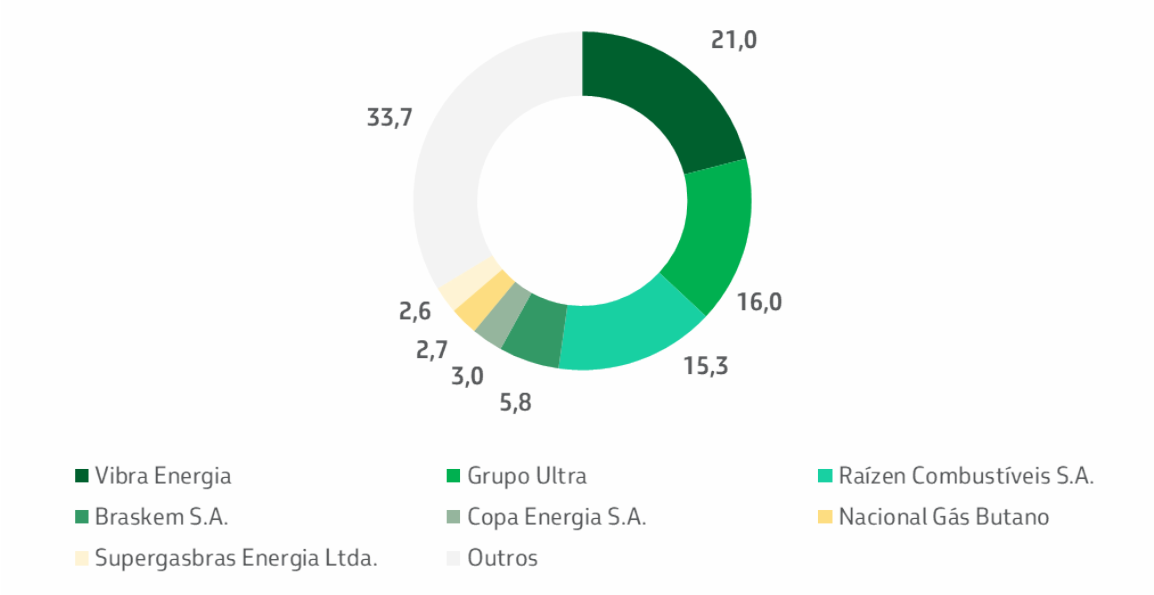
- **Colômbia:** nossas operações por meio da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 121 postos de serviços e uma fábrica de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m^3/ano. A PECOCO esteve na carteira de desinvestimentos da Petrobras até março de 2025, quando nossa Diretoria Executiva aprovou o encerramento do projeto de desinvestimento, em linha com os atuais direcionadores estratégicos, que consideram a diversificação do portfólio tanto rentável quanto sustentável para a companhia;
- **Chile:** após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca naquele país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, empresa que atua como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustíveis. Em julho de 2024, após a venda da Esmax da Southern Cross para a Aramco, a Petrobras e a Esmax chegaram a um acordo para estender o prazo do contrato até 31 de dezembro de 2025. Essa extensão tem o objetivo de facilitar uma reformulação abrangente das marcas registradas da Petrobras para a Aramco; e
- **Paraguai:** após a venda de nossas operações de distribuição no Paraguai, concluída em 2019, celebramos um contrato de licenciamento de marca no Paraguai para uso exclusivo de nossas marcas, pelo prazo inicial de cinco anos. As partes aprovaram uma extensão do prazo do contrato até 2026.

Para obter mais informações sobre o processo de desinvestimento, consulte "Fusões e Aquisições" neste relatório anual.

Clientes e Concorrentes

Interagimos com aproximadamente 485 clientes no Brasil, em produtos líquidos e sólidos, sete dos quais respondem por 66% do volume total vendido.

CLIENTES DE DERIVADOS LÍQUIDOS E SÓLIDOS (% vol)



A venda de derivados de petróleo para empresas distribuidoras é realizada principalmente por meio de contratos celebrados de acordo com a regulamentação da ANP.

Oferecemos uma plataforma comercial virtual, chamada Canal Cliente para empresas do mercado brasileiro. A plataforma funciona 24 horas por dia, sete dias por semana. Através desta plataforma online, os clientes podem efetuar encomendas de produtos, agendar retiradas e acompanhar todo o processo do negócio até à fase de pagamento.

De acordo com informações fornecidas pela ANP, temos participação dominante no mercado brasileiro de refino. Possuímos e operamos 10 refinarias no Brasil.

Com relação à comercialização de derivados de petróleo no mercado brasileiro, enfrentamos concorrência de importadores, formuladores, outros produtores nacionais e plantas petroquímicas.

Em 2024, nossa participação nos mercados de diesel diminuiu em relação ao ano anterior, principalmente devido ao aumento da mistura obrigatória de biodiesel e ao aumento das importações de outros agentes para o Brasil, especialmente da Rússia.

Nossa participação no mercado de gasolina também diminuiu devido a mudanças nos impostos. Em 2022, o Governo federal brasileiro eliminou os impostos federais sobre a gasolina e o etanol, o que afetou os preços da gasolina C mais do que os preços do etanol hidratado devido à maior carga tributária sobre a gasolina C. Isso alterou a relação de preços entre os dois produtos substitutos, levando ao aumento do consumo de gasolina C em veículos flex. Em 2023, o Governo federal restabeleceu as alíquotas de impostos federais sobre a gasolina e o etanol em duas fases, com os estados também aumentando o ICMS sobre a gasolina C em fevereiro de 2023 e 2024. Essa mudança afetou a dinâmica de preços nas bombas, resultando em um ressurgimento do consumo de etanol hidratado em relação à gasolina C. Consequentemente, as vendas de gasolina A da Petrobras, que inicialmente cresceram, diminuíram em 2024.

Outras Atividades

Petroquímica

Atuamos no setor Petroquímico através das seguintes empresas:

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS PETROQUÍMICAS NO BRASIL E SEUS PRINCIPAIS PRODUTOS

Empresa/Principais produtos	Localização	Capacidade local (mmt/y)	Nossa participação acionária	Outras participações acionárias
Braskem[1]				
Produtos químicos básicos	Brasil	9,73	36,15%	Novonor (38,32%);
PVC	Brasil	0,71		Outros (25,53%)
Etileno	México	1,05		
Polietileno	Brasil	3,20		
	México	1,05		
Polipropileno	Brasil	1,85		
	EUA	2,02		
	Alemanha	0,63		
METANOR S.A./COPENOR S.A.[2]				
Formaldeído	Brasil	0,09	34,54%	Dexxos Participações (45,47%);
Hexamina		0,01		Outros (19,99%)
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.				
Catalisadores	Brasil	0,04	50,00%	Ketjen [3] (50,00%)
Aditivos		0,01		
PETROCOQUE S.A.				
Coque de petróleo calcinado	Brasil	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Capacidades obtidas no Investor Toolkit do site de Relações com Investidores da Braskem.
(2) Copernor S.A. é uma subsidiária de Metanor S.A.
(3) Ketjen Brazil Holdings Ltda., subsidiária do antigo acionista Albemarle Brazil Holdings Ltda

Em 2023, recebemos uma carta referente à proposta não vinculante para aquisição da participação acionária da Novonor S.A. na Braskem. As informações foram encaminhadas a nós devido ao fato de sermos o segundo maior acionista da Braskem e parte do acordo de acionistas, que contém cláusulas de *Tag Along* e ROFR. Durante o segundo semestre de 2023 e o início de 2024, realizamos o processo de *due diligence*, mas a empresa interessada e a Novonor não chegaram a um acordo para a possível transação. Permanecemos vigilantes e preparados para quaisquer potenciais movimentos corporativos relativos à participação da Novonor na Braskem.

Fertilizantes

Possuímos três fábricas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia (FAFEN-BA), uma no estado de Sergipe (FAFEN-SE) e uma por meio de nossa subsidiária localizada no Paraná, a Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), que está desativada desde janeiro de 2020. Seus principais produtos são amônia e ureia. Juntas, essas plantas têm capacidade instalada de 1,852 milhões de t/ano de ureia, 1,406 milhões de t/ano de amônia, 319 mil t/ano de sulfato de amônio e 800 mil t/ano de Agente Redutor Líquido Automotivo ("ARLA-32").

Também temos uma Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III) inacabada em Mato Grosso do Sul. A construção da UFN-III teve início em setembro de 2011, mas foi paralisada em dezembro de 2014, com cerca de 81% da construção física concluída. Em outubro de 2024, decidimos retomar a implementação da UFN-III, com previsão de início das operações em 2028.

Desde 2020, após serem hibernadas em 2019, nossas fábricas localizadas na Bahia e em Sergipe operam sob contrato de arrendamento com a Proquigel Química S.A. ("Proquigel Química"), empresa do Grupo Unigel, pelo prazo inicial de 10 anos, podendo ser prorrogado por mais 10 anos.

Em dezembro de 2023, assinamos um contrato com a Proquigel Química para industrialização sob encomenda (*tolling*) para a produção de fertilizantes nitrogenados em fábricas localizadas nos estados de Sergipe e Bahia. No entanto, como as condições para sua efetivação não foram cumpridas dentro do período estabelecido, o acordo de *tolling* não entrou em vigor.

Seguindo as diretrizes estratégicas do Plano Estratégico 2024-2028+ vigente à época, no qual o investimento na produção de fertilizantes voltou a fazer parte do nosso portfólio, reafirmado no Plano de Negócios 2025-29, em junho de 2024, aprovamos a retomada das atividades operacionais da ANSA e o início de todos os procedimentos necessários para a reabertura da fábrica. Espera-se que a planta volte a operar no segundo semestre de 2025.

Em 2024, assinamos um Memorando de Entendimento e um Acordo Master com a Yara Brasil Fertilizantes S.A. (a "Yara"), para estudar e estruturar potenciais parcerias comerciais no segmento de fertilizantes, produção de produtos industriais e descarbonização da produção. Como resultado desses entendimentos, em novembro de 2024, assinamos dois contratos temporários com a Yara. O primeiro acordo é um contrato entre a Petrobras, a Yara e a ANSA para a produção de ARLA 32 na ANSA usando ureia fornecida pela Yara. A Yara será responsável pela comercialização de fertilizantes.

O segundo acordo é um acordo de cooperação técnica entre a Petrobras e a Yara para o desenvolvimento de estudos conjuntos de fertilizantes e produtos industriais, bem como ações de transição energética ligadas a projetos de descarbonização e à produção de fertilizantes renováveis e de baixo carbono.

A Petrobras reforça assim o seu compromisso em liderar a transformação e impulsionar uma transição energética sustentável, justa e segura.

Para obter mais informações sobre nossa nova visão e estratégias, consulte "Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029" neste relatório anual.

Gás & Energias de Baixo Carbono

Visão Geral

Processamos gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas UPGNs, que têm capacidade para tratar 97 milhões de m³/dia de gás natural no Brasil. Comercializamos este gás natural, juntamente com gás importado da Bolívia e GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termoelétricas.

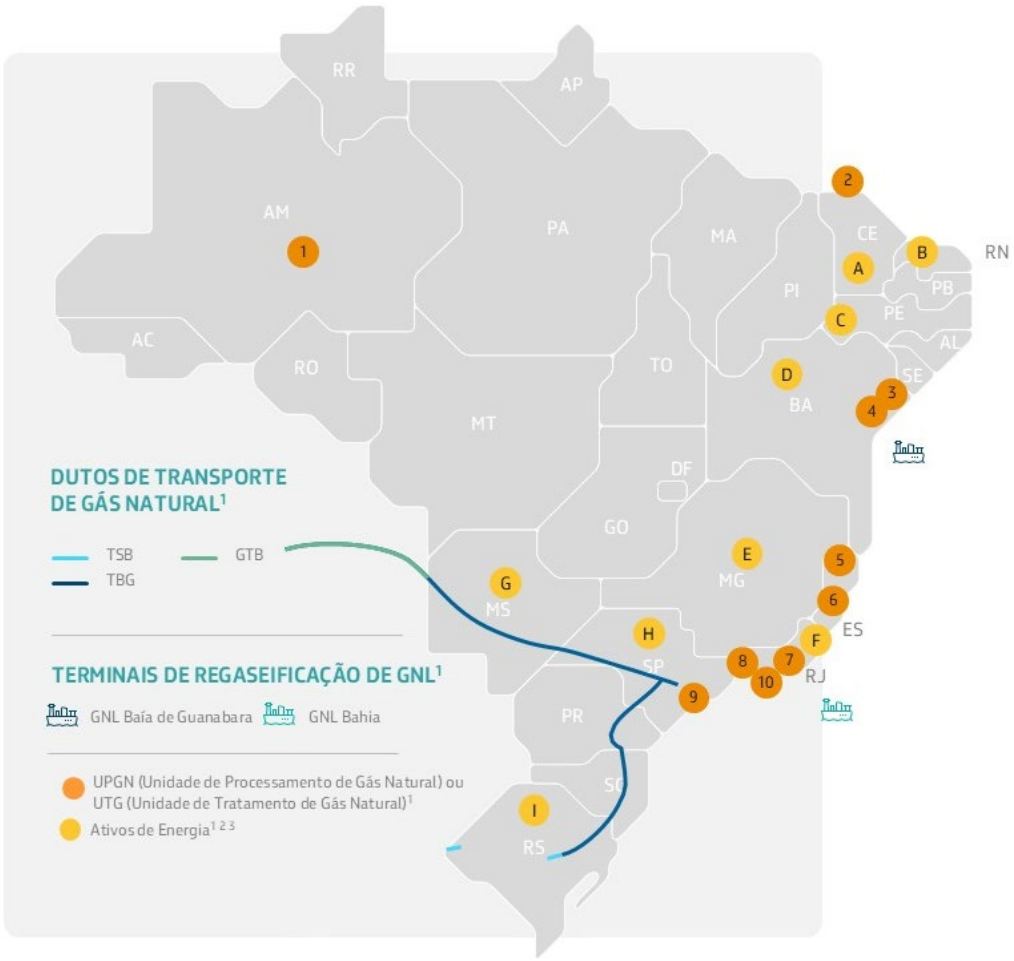
Também atuamos na geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas alimentadas por gás natural e óleo diesel, e na comercialização de energia elétrica.

A estratégia do segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono é atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizar o portfólio e aumentar a inserção em fontes renováveis.

Principais Ativos

	2024	2023	2022
Gás natural			
Gasodutos no Brasil (km)	2.643	2.643	2.643
Unidades de Processamento (1)	**13**	**13**	**15**
Brasil (1)	10	10	12
Bolívia	3	3	3
Capacidade de processamento (milhões de m³/dia)	**142**	**138**	**143**(2)
Brasil	97	94	99
Bolívia(3)	45	45	45
Terminais de regaseificação	2	3(4)	3(2)
Capacidade de regaseificação (milhões de m³/dia)	40	47	47
Energia			
Número de usinas termelétricas(4) (5)	13	14	14
Capacidade instalada (milhares de MWh)	4,9	5,3	5,3

(1) Em 2023, a autorização da UPGN RPBC foi cancelada pela ANP devido à sua contínua inatividade por 2 anos.
(2) O terminal (TR-BA) foi alugado para a Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda até 31/12/2023.
(3) Os números de 2023 e 2022 foram revisados para considerar a metodologia atual de medição de capacidade.
(4) O contrato de operação do PECEM era válido até 31 de dezembro de 2023, quando foi encerrado. Em 1º de janeiro de 2024, os equipamentos que compunham o Terminal de Regaseificação de GNL do Pecém foram transferidos para a propriedade da Companhia de Desenvolvimento Industrial e Portuário do Pecém S.A.
(5) A Usina de Piratininga teve seu contrato de arrendamento rescindido em 27 de abril de 2024.
(6) Número de usinas termelétricas sob gestão da Petrobras, sem incluir participações minoritárias.



1 UPGN Urucu
2 UPGN Lubnor
3 UPGN Catu
4 EVF Manati
5 UTG (Cacimbas)
6 UTGSUL (Sul Capixaba)[4]
7 UTGCAB (Cabiúnas)
8 UPGN REDUC
9 UTGCA (Caraguatatuba)
10 UTGITB (Itaboraí)[5]

A TERMOCEARÁ
B VALE DO AÇU
ALTO DO RODRIGUES
C SUAPE II
TERMOCABO
D TERMOBAHIA
TERMOCAMAÇARI[6]
E IBIRITÉ
JUIZ DE FORA

F BAIXADA FLUMINENSE
SEROPÉDICA
TERMORIO
TERMOMACAÉ
G TRÊS LAGOAS
H CUBATÃO
NOVA PIRATININGA
I CANOAS

Termoelétrica Fotovoltaica

1) *Ativos em 31 de dezembro de 2024.*
2) *Usinas termelétricas sob gestão e participações da Petrobras.*
3) *Nossa participação societária na Brentech, proprietária da UTE Goiânia II, foi vendida em maio de 2024, e nossa participação na UEGA, proprietária da UTE Araucária, foi vendida em julho de 2024.*
4) *A UTGSUL foi hibernada em setembro de 2024 devido à falta de fornecimento de gás.*
5) *Em setembro de 2024, foi concedida a autorização para produção comercial no módulo I da UTGITB.*
6) *A usina Termocamaçari está arrendada à Proquigel Química S.A. até agosto de 2030.*

Gás Natural

Nossas operações de gás natural são compostas, entre outras coisas, por processamento de gás, transporte e regaseificação de GNL.

Processamento de Gás Natural

O gás natural do nosso segmento de Exploração & Produção precisa ser processado em unidades de processamento, para ser transformado em produtos comercializáveis. Esses produtos servem como combustível e matéria-prima para diferentes usos, como transporte, usos industriais e residenciais, bem como na indústria de fertilizantes e na geração de energia termoelétrica.

Nossas UPGNs estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo no Brasil, bem como na Bolívia, onde temos capacidade para processar gás natural em suas formas gasosa e condensada.

Em novembro de 2024, a UPGN localizada no Complexo Energético Boaventura (UTGITB) entrou em operação comercial, com autorização para produzir 10,5 milhões de m^3/d de gás. Em 2025, a previsão é expandir essa autorização para a capacidade total de processamento da UPGN, que é de 21 milhões de m^3/d de gás.

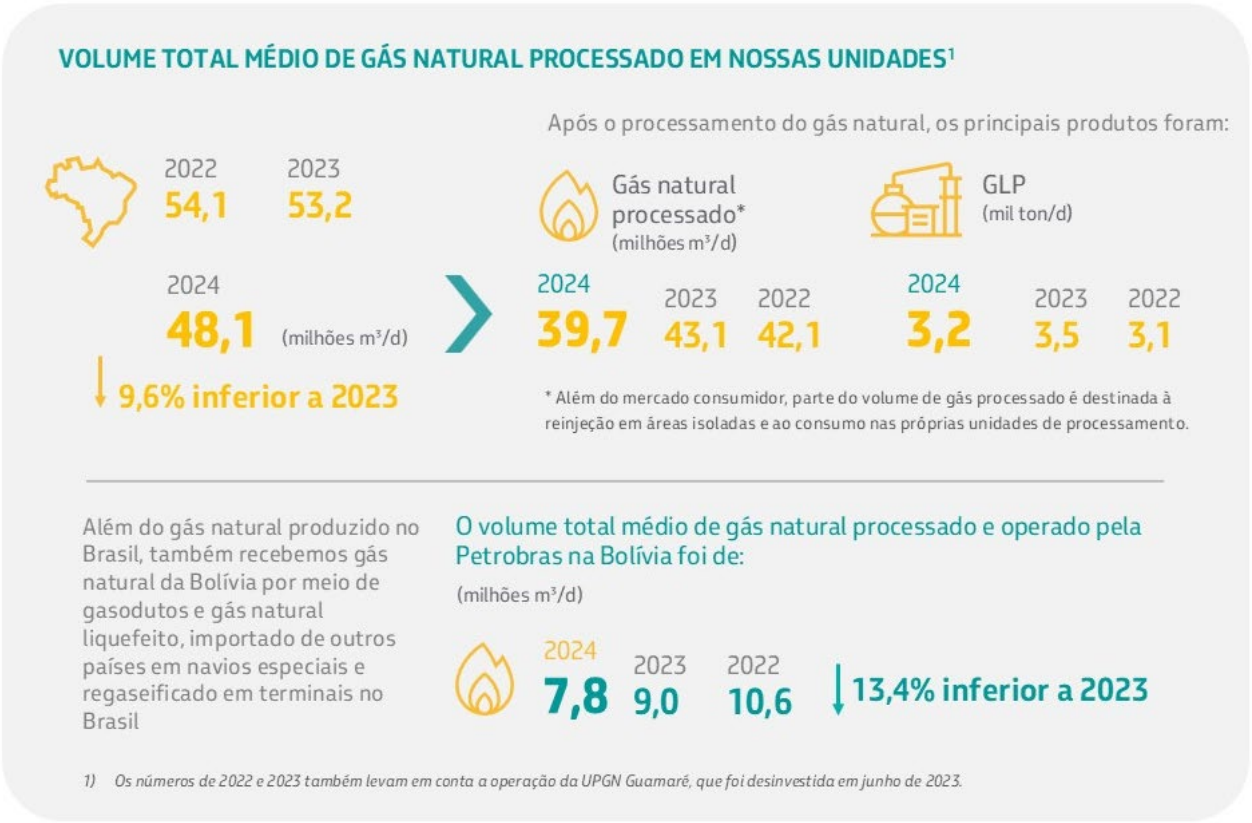
CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNs NO BRASIL

			2024			2023			2022		
	Localização	Capacidade de processamento de 2024	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP
		(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)
UTGCAB [1]	Rio de Janeiro	24,60	20,06	13,60	0,95	21,39	15,07	0,90	21,06	14,11	0,82
UTGCA	São Paulo	20,00	11,41	10,79	1,01	12,16	11,46	0,99	13,27	12,62	0,97
UTGC	Espírito Santo	18,10	2,24	2,04	0,27	2,74	2,42	0,34	2,04	1,83	0,24
UTGSUL[2]	Espírito Santo	2,50	0,05[2]	0,04[2]	–	0,06	0,05	–	0,11	0,09	–
UTGITB [3]	Rio de Janeiro	10,50	1,67[3]	1,23[3]	0,05[3]	–	–	–	–	–	–
UPGN REDUC	Rio de Janeiro	2,50	0,95	0,76	0,05	1,11	1,05	0,23	1,12	0,49	0,04
UPGN LUBNOR	Ceará	0,35	–	–	–	–	–	–	–	–	–
UPGN URUCU	Amazonas	12,2	11,44	10,82	0,87	12,15	11,44	0,93	11,79	11,08	0,95
UPGN CATU	Bahia	2	1,75	1,46	–	1,60	1,35	–	1,35	1,12	–
EVF MANATI	Bahia	6	–	–	–	1,67	–	–	2,47	–	–
TOTAL	—	**98,75**	**48,13**	**39,70**	**3,16**	**52,88**	**42,84**	**3,39**	**53,21**	**41,34**	**13,86**

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

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

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



Logística

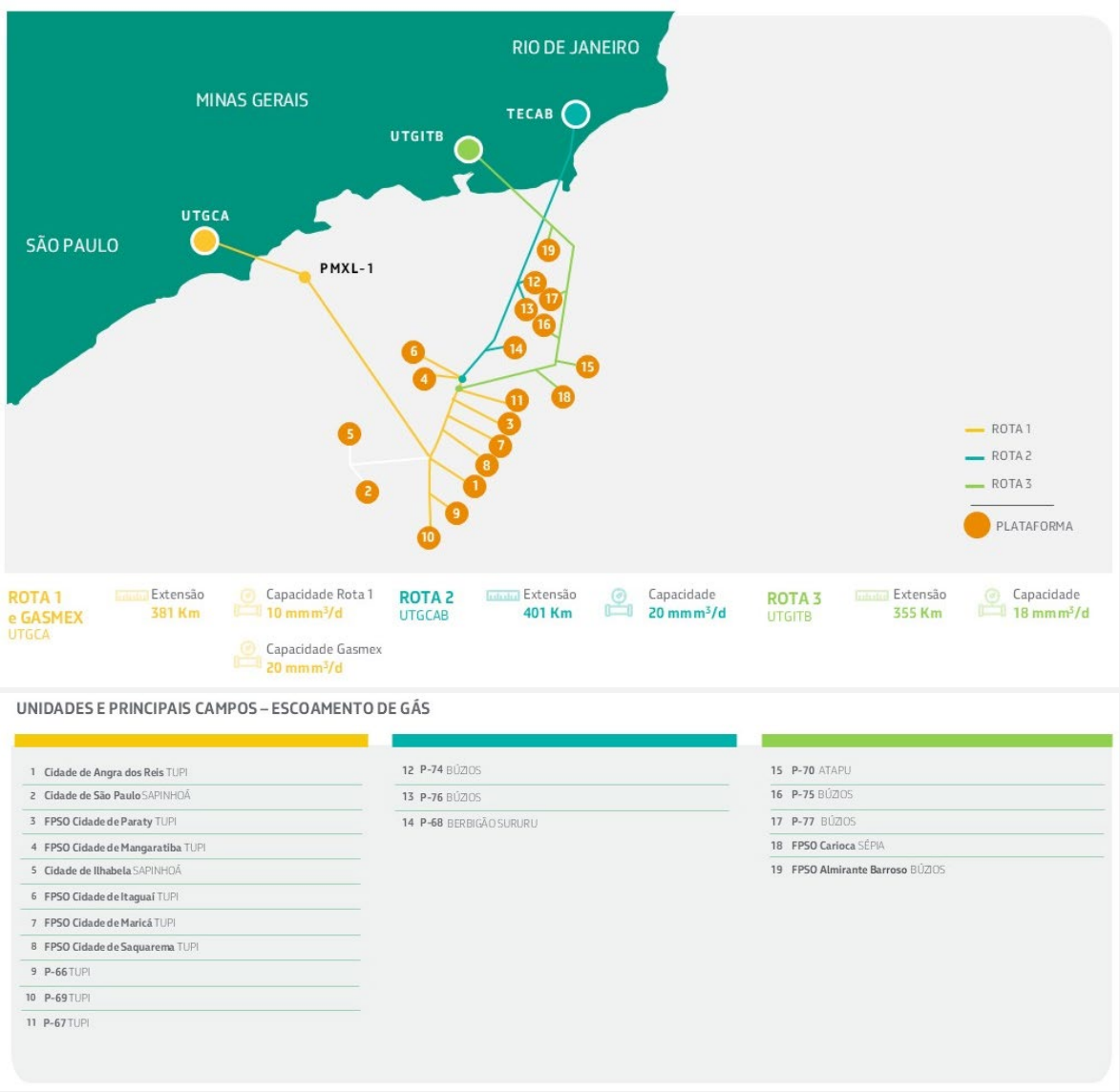
Nós utilizamos um sistema de gasodutos para transportar gás natural de plantas de processamento, terminais de regaseificação e da fronteira com a Bolívia para os distribuidores locais, consumidores livres, assim como para o consumo interno de nossas unidades. O Brasil possui um sistema de gasodutos integrado centrado em torno de duas redes principais interligadas de gasodutos, uma conexão de gasoduto com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil (totalizando mais de 9.190 km).

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

Companhia	Extensão de gasodutos (km)	Nossa participação acionária	Outros acionistas
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. (TBG)	2.593	51%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. (19,88%) Corumbá Holding S.À.R.L. (0,12%)
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)	50	25%	Ipiranga Produtos de Petróleo S.A. (25%), Repsol Exploração Brasil (25%) e Total Gas & Power Brazil (25%)
TOTAL	**2.643**	—	—

Além disso, fora do Brasil, detemos uma participação de 11% na GTB, que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.

Gás do Pré-sal



Para melhorar a extração de gás natural de nossa produção no polo do Pré-sal da bacia de Santos, investimos na construção de dutos submarinos integrados (Rota 1 e GASMEX, Rota 2 e Rota 3), além de utilizar parte da infraestrutura existente. Investimos nas seguintes rotas de fluxo:

ROTA 1 E GASMEX: O gasoduto de 381 km é composto por dois trechos: Rota 1, que é o trecho que conecta a Plataforma Tupi à Plataforma Mexilhão, com capacidade para transportar até 10 milhões de m³/dia; e GASMEX, que é o trecho que conecta a plataforma Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato ("UTGCA"), na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade para transportar até 20 milhões de m³/dia de gás produzido na Bacia de Santos. O GASMEX é 100% de propriedade da Petrobras, e possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes.

ROTA 2: O gasoduto de 401 km liga o polo do Pré-sal da bacia de Santos ao ativo de processamento da Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. O duto opera com uma capacidade de 20 milhões de m^3/d. Possuímos 65% da Rota 2 Tupi-NE-Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes. Possuímos 55% da Rota 2 Cernambi-TECAB, a Shell possui 25%, a Petrogal possui 10% e a Repsol possui os 10% restantes.

ROTA 3: Esse gasoduto de 355 km conecta o polo do Pré-sal da bacia de Santos ao ativo de processamento da Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí, na cidade de Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, com capacidade de até 18 milhões de m^3/d. 307 km do gasoduto são em alto mar e os outros 48 km são terrestres. A planta de processamento de gás natural possui unidades com capacidade total de processamento de 21 milhões de m^3/dia de gás natural, aumentando o fornecimento de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) para o mercado. O primeiro módulo da Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí entrou em operação em setembro de 2024. Possuímos 100% da Rota 3.

Espera-se que as unidades recém-instaladas e as futuras no polo do Pré-sal da bacia de Santos sejam progressivamente conectadas à Rota 2 e à Rota 3. Espera-se que todos os projetos possam escoar por qualquer uma das três rotas de fluxo quando o sistema estiver totalmente implementado.

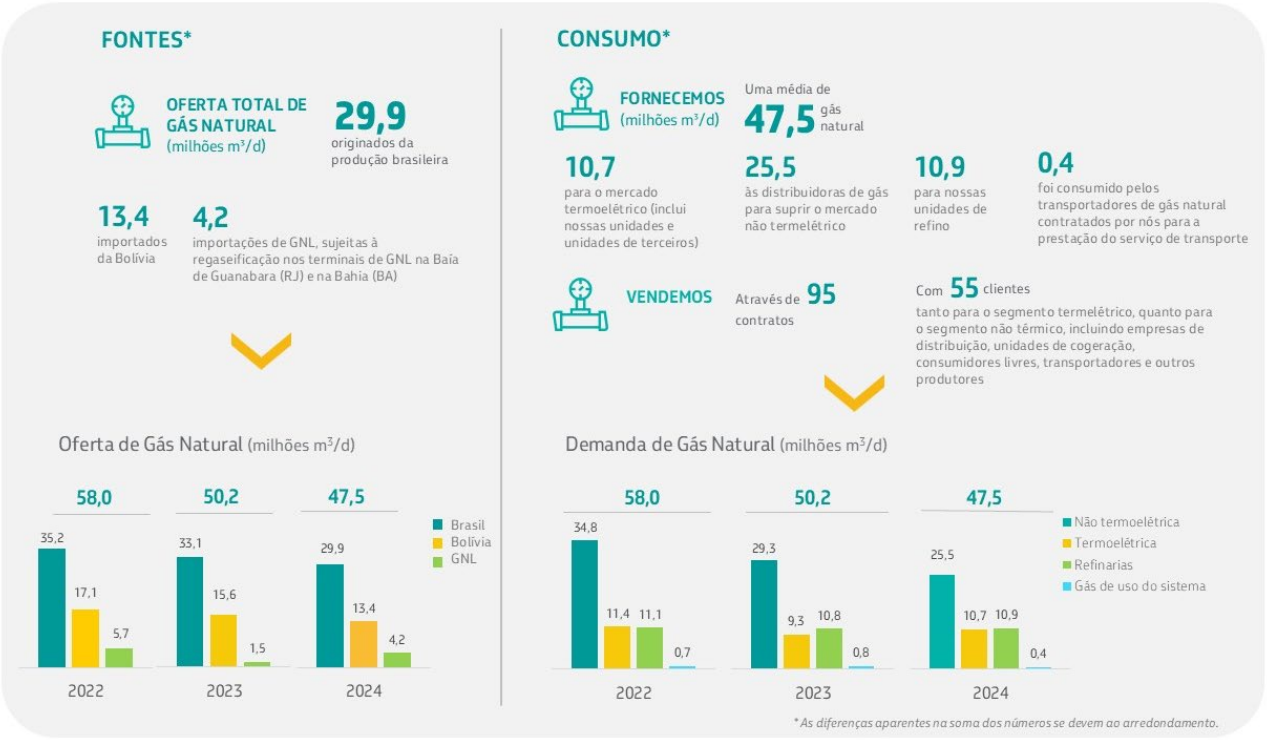
Comercialização e Vendas

O volume total de gás natural em 2024 foi de 47,5 milhões de m^3/dia.

O volume de nosso consumo de gás natural por clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, de gás de uso do sistema, comerciais e de varejo foi de 36,6 milhões de m^3/d, representando uma redução de aproximadamente 7% em relação a 2023. Essa diminuição é atribuída principalmente a uma redução na demanda não termoelétrica.

Em 2024, o consumo de gás natural por nossas refinarias foi de 10,9 milhões de m^3/dia, o mesmo nível de 2023.

Abaixo apresentamos nossas fontes e consumo em 2024:



PROGRAMA GÁS & ENERGIA +

Em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE para aumentar a competição na indústria de gás natural no Brasil, que incluiu, entre outras questões, a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás. Devido a um mercado mais aberto, em 2020 iniciamos o **Programa GAS+**, um conjunto interno de ações que visa aumentar nossa competitividade no segmento de gás natural. Em 2021, a Lei nº 14.134, conhecida como a Nova Lei do Gás, que estabeleceu as bases para uma reforma profunda do Mercado de Gás Natural Brasileiro, foi promulgada. Como resultado do acordo com o CADE e da Nova Lei do Gás, de acordo com informações fornecidas pela ANP, cerca de 16 novos *players* tornaram-se titulares de aproximadamente 29% do mercado brasileiro de gás natural não termoelétrico em 2024.

Dada a direção estratégica apresentada no Plano Estratégico 2024-2028+, em vigor na época, solicitamos formalmente uma revisão do acordo assinado com o CADE. O acordo foi assinado em julho de 2024, liberando a Petrobras de alienar a TBG.

Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte "Riscos - Fatores de Risco - 6.b) *O ambiente competitivo do mercado brasileiro de óleo e gás pode intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam em linha com as melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados*" e "Fusões e Aquisições" neste relatório anual.

Em 2023, o Programa GAS+ foi renomeado como **Programa Gás & Energia +** (também chamado de "G&E+"), reforçando ações voltadas para o negócio de gás e incluindo ações focadas no negócio de energia.

O G&E+ tem como objetivo fortalecer nossa posição competitiva no mercado aberto de gás natural. Este programa foca em oferecer a melhor experiência de relacionamento com o cliente e desenvolver e fornecer produtos com condições comerciais aderentes às necessidades dos clientes, para alcançar as metas de participação de mercado e rentabilidade estabelecidas. Ele inclui iniciativas como o lançamento de novos produtos comerciais, novas formas de relacionamento com o cliente e ferramentas digitais (como contratos digitais e vendas por meio de plataformas automatizadas), bem como ações no campo da regulamentação e novos modelos de negócios (como alinhamento de procedimentos regulatórios para a revisão do Custo Variável Unitário (CVU) térmico e mercado de GNL).

Ao longo de 2024, várias iniciativas do G&E+ foram implementadas. O desenvolvimento dessas iniciativas é monitorado periodicamente, em diferentes níveis de gestão, seguindo a estrutura de gerenciamento de projetos estabelecida. As principais realizações de 2024 são destacadas abaixo:

- renegociação de nosso portfólio de gás natural;
- implementação da nova plataforma de Gerenciamento de Relacionamento com o Cliente (Projeto Evoluir);
- desenvolvimento de processos e ferramentas adequadas para o novo mercado (Planejamento de Comercialização/Contratação de Transporte);
- expansão das vendas no Ambiente Livre de Gás Natural; e
- implementação de novas soluções digitais para otimização operacional (Projeto Competitivo G&E).

CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL E COMPROMISSOS DE COMPRA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A LONGO PRAZO

Vendemos nosso gás principalmente para empresas locais de distribuição de gás, consumidores industriais livres e usinas movidas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento de longo prazo padrão. Os consumidores livres são consumidores que, se elegíveis, podem negociar livremente suas compras de gás natural com múltiplos fornecedores em vez de comprar diretamente de uma única empresa de distribuição. As fórmulas de preço desses contratos estão principalmente alinhadas com os preços do petróleo *Brent*, os marcadores de preços do GNL (*Henry Hub* e *Japan Korea Marker*) e o dólar norte-americano. Eles foram negociados sob a nova lei do gás.

Em 2024, oferecemos aos clientes novos produtos com condições contratuais flexíveis, permitindo que eles criassem seu próprio portfólio:

- inclusão do *Henry Hub*, um indexador de gás para gás, além do indexador de *Brent*;
- termos contratuais diversificados, variando de 4 a 10 anos; e
- duas opções de local para entrega de gás natural: (a) no *hub*, em que 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 da entrada e saída de transporte.

Além disso, oferecemos aos clientes dois tipos diferentes de mecanismos para que o mercado alcançasse níveis de preços mais competitivos e aumentasse a demanda geral de gás natural:

- **Mecanismo de Desempenho** (oferecido somente a empresas locais de distribuição de gás): os clientes recebem uma redução de preço de até 11% do indexador *Brent* para quantidades entre 60% e 100% do volume contratado.
- **Mecanismo de Incentivo à Demanda**: os clientes recebem uma redução de preço de até 10% do indexador *Brent* para quantidades entre 90% e 100% do volume contratado.

Além dessa diversificação e flexibilidade, nossas condições comerciais buscam tornar o ambiente competitivo e o processo de abertura do mercado mais dinâmico, permitindo, entre outras coisas, a redução de volumes contratados por distribuidoras no caso de migração de volumes de clientes cativos para o ambiente livre.

Como resultado, novos contratos e alterações contratuais foram assinados com 15 empresas de distribuição locais e consumidores industriais livres, totalizando 1,6 milhão de m³/d de volume adicional contratado a ser entregue em 2025.

O mercado brasileiro de gás natural está se tornando cada vez mais competitivo, à medida que novos fornecedores ganham acesso às empresas de distribuição locais e, mais importante, aos clientes industriais. Essa mudança é impulsionada pelas recentes reformas nas estruturas legais e regulatórias no Brasil, juntamente com nossas iniciativas que facilitaram o acesso de novos fornecedores ao mercado de gás natural (por exemplo, novos contratos para permitir o acesso de novos fornecedores às nossas unidades de processamento de gás natural e gasodutos).

Nesse contexto, alguns clientes industriais exerceram a opção de comprar gás natural diretamente dos fornecedores (incluindo, em alguns casos, a Petrobras), portanto, o volume contratado pela Petrobras com as empresas de distribuição locais foi reduzido em 5 MM m³/d em 2025 devido à migração desses clientes industriais para o mercado livre de gás natural. Além disso, outros 1,5 MM m³/d foram reduzidos depois que algumas das empresas de distribuição exerceram uma opção contratual exigida pela Resolução nº 03/2022 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Em 31 de dezembro de 2024, o compromisso total da Petrobras com contratos de gás natural a serem entregues em 2025 é de 25 MM m³/d, incluindo contratos com empresas de distribuição e outros clientes industriais assinados em anos anteriores.

Em 10 de outubro de 2024, celebramos um acordo com a Gás de Alagoas S.A. - ALGÁS para encerrar as disputas legais existentes iniciadas em 2022.

Quando começamos a construir o GASBOL em 1996, firmamos um Contrato de Fornecimento de Gás de Longo Prazo ("GSA") com a empresa estatal Boliviana YPFB para comprar determinados volumes mínimos de gás natural, com base em um compromisso médio de entrega ou pagamento de 30 mmm³/d, a preços indexados aos preços globais do óleo combustível.

O fornecimento de gás sob o GSA teve início em 1º de julho de 1999. Ajustes nos volumes contratuais acordados desde 31 de dezembro de 2023 preveem uma potencial prorrogação do prazo do contrato até fevereiro de 2028, se as condições de entrega ou pagamento forem atendidas, ou outubro de 2029, se forem considerados os volumes retirados no sistema de *take-or-pay*. Os principais ajustes de compromissos foram o Aditivo 11, celebrado em 2022, e o Aditivo 12, celebrado em dezembro de 2023, resultantes da negociação para ajustar o GSA à produção decrescente de gás natural boliviano.

Em relação aos contratos de transporte, celebramos acordos com (i) GTB, que opera a rede de transmissão na Bolívia, conectando a produção de gás boliviano à fronteira brasileira, e (ii) TBG, TAG e NTS, que operam a rede de transmissão brasileira. Os contratos têm durações diferentes, algumas das quais são de longo prazo. Desde 2019, o processo de abertura do mercado começou com leilões públicos para a contratação de capacidade na rede de transporte da TBG, levando em consideração a redução dos compromissos da Petrobras nesse sistema.

A tabela abaixo mostra o potencial efeito dos compromissos contratuais nos acordos acima para o período de cinco anos de 2025 a 2029.

COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL [1]

	2025	2026	2027	2028	2029
Para clientes não termelétricos					
Partes Relacionadas (mmm^3/d) (2) (3)	–	–	–	–	–
Terceiros (mmm^3/d) [3]	21,22	23,42	22,57	22,11	19,19
Para usinas elétricas a gás					
Partes Relacionadas (mmm^3/d) (2) (3)	–	–	–	–	–
Terceiros (mmm^3/d) [3]	4,85	5,73	5,42	5,42	5,42
Total (mmm^3/d) [2] [3]	26,07	29,16	27,99	27,53	24,61
Valores estimados a faturar (US$ milhões) [3] [4]	4.124,63	4.371,74	4.116,68	4.007,19	3.456,68
Compromissos de Compra					
Compromissos de Compra com a YPFB					
Volume de obrigação (mmm^3/d)	7,46	4,95	4,20	4,20	3,50
Volume de obrigação (mmcf/d)	263,49	174,87	148,32	148,32	123,51
Projeção do petróleo bruto *Brent* (US$)	83,2	77,00	74,00	71,00	68,00
Pagamentos estimados (US$ milhões) [5]	630,94	394,77	315,92	298,07	233,15
Compromissos de Transporte					
Contrato *ship-or-pay* com a GTB					
Compromisso de volume (mmm^3/d)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	211,89	211,89	211,89	211,89	211,89
Pagamentos estimados (US$ milhões) [6]	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Contrato *ship-or-pay* com a TBG [7] [8]					
Compromisso de volume (mmm^3/d) [9]	35,88	11,60	11,74	11,23	11,20
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.267,02	409,72	414,52	396,41	395,52
Pagamentos estimados (US$ milhões) [6]	154,76	11,83	13,69	7,23	6,96
Contrato *ship-or-pay* com a NTS					
Compromisso de volume (mmm^3/d)	171,77	127,84	127,83	127,85	114,40
Compromisso de volume (mmcf/d)	6.065,97	4.514,60	4.514,35	4.514,91	4.040,00
Pagamentos estimados (US$ milhões) [6] [10]	1.681,45	1.259,45	1.273,40	1.284,94	1.085,00
Contrato *ship-or-pay* com a TAG					
Compromisso de volume (mmm^3/d)	73,60	52,00	52,00	52,00	52,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	2.599,23	1.836,19	1.836,19	1.836,19	1.836,19
Pagamentos estimados (US$ milhões) [6] [11]	1.795,51	1.395,94	1.411,50	1.424,06	1.434,55

(1) A tabela considera informações como volumes estimados, retiradas estimadas e preço do petróleo Brent, com base em nosso Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-29, aprovado em 21 de novembro de 2024 (eventos subsequentes serão incorporados ao próximo ciclo de planejamento estratégico).
(2) Para os fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas locais de distribuição de gás e usinas geradoras de energia nas quais temos participação acionária, e "terceiros" referem-se àqueles nos quais não temos participação acionária.
(3) As estimativas são baseadas em vendas externas e não incluem consumo interno ou transferências.
(4) Os preços podem ser ajustados no futuro, de acordo com a fórmula definida no contrato, e os montantes reais podem variar.
(5) Os pagamentos estimados são calculados usando preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão do preço do petróleo Brent. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro com base em cláusulas contratuais, e os montantes de gás natural adquiridos por nós podem variar anualmente.
(6) Montantes calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.
(7) O contrato *ship-or-pay* mostrado com a TBG é eliminado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, pois tal contrato é considerado transações entre empresas do grupo.
(8) A soma dos contratos legados (TCO e CPAC) foi considerada com os novos contratos de entrada e saída, objeto de chamadas públicas.
(9) Os volumes podem aumentar como resultado de chamadas públicas para contratação de capacidade.
(10) Os pagamentos estimados da Petrobras para a NTS serão mensalmente reduzidos para refletir os pagamentos feitos por outras empresas à NTS nos contratos de transporte de gás assinados como resultado do acordo de redução de flexibilidade assinado entre a Petrobras e a NTS em setembro de 2022.
(11) Os pagamentos estimados da Petrobras para a TAG serão reduzidos mensalmente para refletir os pagamentos feitos por outras empresas à TAG nos contratos de transporte de gás assinados como resultado do acordo de redução de flexibilidade assinado entre a Petrobras e a TAG em dezembro de 2021.

Energia

A demanda brasileira de eletricidade é principalmente suprida por usinas hidrelétricas e outras fontes de energia (eólica, solar, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural utilizado em termelétricas, entre outros). A estrutura regulatória do mercado de energia elétrica no Brasil compreende dois ambientes de negociação: o Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e o Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

A produção das usinas hidrelétricas depende do nível anual de chuvas. Quando as chuvas são abundantes, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade. Como resultado, nessas circunstâncias, há menos demanda por geração de energia pelas usinas termelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica a partir de um complexo gerador composto por 13 usinas termelétricas que possuímos ou alugamos, operando sob regime de autorização como produtor independente de energia. Elas são alimentadas por gás natural ou diesel, com capacidade instalada total de 4.910 MW. Essas usinas são projetadas para serem despachadas pelo ONS sempre que necessário, a fim de complementar a energia das usinas hidrelétricas e, nos últimos anos, também das usinas eólicas e solares fotovoltaicas.

Em 2024, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 79.116 GWavg. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 751 MWavg (612 MWavg em 2023 e 859 MWavg em 2022). Esse aumento no total de eletricidade produzida foi devido a uma demanda crescente do sistema relacionada ao pico de carga.

Além disso, temos participação em outros projetos de geração de energia que representam 82 MW em nossa capacidade de geração de eletricidade.

Também temos alguns investimentos em fontes de geração de energia renovável no Brasil. Possuímos uma unidade piloto de energia solar, a Unidade Fotovoltaica de Alto do Rodrigues, com 1 MW de capacidade solar.

VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE[1]

	2024	2023	2022
Vendas de eletricidade (ACL) - MW médio[2]	888	1.515	1.099
Vendas de eletricidade (ACR) - MW médio	1.109	1.655	2.053
Geração de eletricidade - MW médio	751	612	859

(1) O valor de geração na tabela acima inclui apenas as usinas onde gerenciamos a operação.

(2) Inclui vendas de eletricidade do segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono para outros segmentos operacionais. Receitas de serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade futura de geração

Sob o regime de precificação de energia do Brasil, uma usina termelétrica só pode vender eletricidade certificada pelo MME e que corresponda a uma fração de sua capacidade instalada. O certificado é concedido para garantir uma venda constante de capacidade comercial ao longo dos anos para cada usina, dada sua função dentro do sistema brasileiro de complementar a energia hidrelétrica durante períodos de baixa precipitação. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada pela sua capacidade esperada de gerar energia ao longo do tempo.

A capacidade total certificada pelo MME (garantia física) pode ser vendida por meio de contratos de longo prazo em leilões para empresas distribuidoras de energia (disponibilidade *standby*) e por meio de contratos bilaterais firmados com clientes livres e usados para atender às necessidades energéticas de nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitado pelo ONS. Além de um pagamento de capacidade, as usinas termelétricas também recebem um reembolso por custos variáveis (declarados ao MME para calcular a capacidade certificada comercial) incorridos sempre que são solicitadas a gerar eletricidade.

Em 2024, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos foi de 3.341 MWavg. Nossa capacidade total de geração foi de 4.910 MWavg. Do total de 4.123 MWavg de capacidade comercial disponível para venda em 2024, aproximadamente 27% foram vendidos como disponibilidade *standby* em leilões públicos no mercado regulado (em comparação com 35% em 2023) e aproximadamente 22% foram comprometidos sob contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas para partes relacionadas, (em comparação com 32% em 2023)..

Nos termos dos contratos de disponibilidade *standby*, recebemos um valor fixo, independentemente de gerarmos energia ou não. Além disso, sempre que tivermos que fornecer energia sob esses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia fornecida que é definido na data do leilão e é revisado mensal ou anualmente, com base em índices de preços internacionais ajustados à inflação.

A tabela abaixo mostra a evolução da capacidade instalada de nossas usinas termelétricas, nossas compras no mercado livre e a capacidade comercial certificada associada.

CAPACIDADE DE ENERGIA INSTALADA E UTILIZAÇÃO

	2024	2023	2022
Capacidade instalada (MW)	4.910	5.313	5.313
Capacidade comercial certificada (MW médio)	3.341	3.218	3.206
Compras no mercado livre (MW médio)	782	1.447	873
Capacidade comercial disponível (Lastro) (MW médio)	4.123	4.665	4.079

A tabela abaixo mostra a alocação do nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:

ELETRICIDADE VENDIDA

	2024	2023	2022
Total de compromissos de venda (MW médio)	**1.997**	**3.170**	**3.152**
Contratos bilaterais	581	1.219	771
Consumo interno	307	296	328
Leilões públicos para empresas distribuidoras	1.109	1.655	2.053
Geração de volume (MW médio)	**751**	**612**	**859**
Receitas (US$ milhões)[1]	**1.427**	**1.652**	**1.870**

(1) Inclui receita de venda de energia do ramo de Potência para outros setores operacionais, receitas de serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

Nossos ativos de energia e suas respectivas localizações estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS ATIVOS DE ENERGIA [1][2] (MW)

		Tipo[3]	Região	Usina de Energia	Combustível[3]	Capacidade Instalada	Participação Acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Ativos sob Gestão da Petrobras (próprios, arrendados ou controlados)	1	UTE	Sudeste / Centro-Oeste	Ibirité	GN	235	100%	235	-
	2			Baixada Fluminense	GN	530	100%	530	-
	3			Seropédica	GN/OD	360	100%	360	-
	4			Cubatão	GN	249,9	100%	249,9	-
	5			Nova Piratininga	GN	386	100%	386	-
	6			Termorio	GN	989,2	100%	989,2	-
	7			Juiz de Fora	GN/ET	87	100%	87	-
	8			Três Lagoas	GN	386	100%	386	-
	9			Termomacaé	GN	922,6	100%	922,6	-
	10		Sul	Canoas	OD/GN	248,6	100%	248,6	-
	11		Nordeste	Termobahia	GN	186	100%	186	-
	12			Vale do Açu[4]	GN	110	100%	110	-
	13			Termoceará	GN/OD	220	100%	220	-
	Gestão Petrobras					**4.910**	**100%**	**4.910**	
	14	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-
	Subtotal Gestão Petrobras					**4.911**		**4.911**	

		Tipo[2]	Região	Usina de Energia	Combustível[2]	Capacidade Instalada	Participação Acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Participações Petrobras	1	UTE	Nordeste	Suape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%; Petrobras: 20%
	2			Termocabo	OC	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (Petrobras tem 20% de participação na Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação Participação Ltda: 2%
	Subtotal Participações Petrobras					**431**		**82**	
TOTAL						**5.342**		**4.993**	

(1) Ativos em 31 de dezembro de 2024.

(2) A usina Termocamaçari, movida a gás natural e com capacidade instalada de 120MW, está arrendada à Proquigel Química até agosto de 2030. A Usina de Piratininga teve seu contrato de arrendamento rescindido em 27 de abril de 2024.

(3) GN — Gás Natural; OC — Óleo Combustível; OD — Diesel; ET — Etanol; PIE — Produtor de Independente de Energia; UTE - Usina Termelétrica; PCH— Pequena Central Hidrelétrica; PV — Fotovoltaico.

(4) Em julho de 2024, a ANEEL autorizou a redução da capacidade instalada da UTE Vale do Açu de 323 MW para 110 MW. Essa redução ocorreu devido à restrição no fornecimento de gás, causada pela interrupção de nossas operações no Terminal de Regaseificação de GNL do Pecém, limitando a usina a operar abaixo de sua capacidade nominal.

Os contratos de nossa usina termelétrica no ACR e suas respectivas potências contratadas e data de vencimento dos contratos estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS NO AMBIENTE DE MERCADO REGULADO

Região	Usina de Energia	Energia contratada (MW médio)	Data de vencimento do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Baixada Fluminense	416,4	2033
	Cubatão	141,0	2024
		98,3	2025 a 2039
		64,2	2026 a 2040
	Termorio	352,0	2024
	Termomacaé	200,0	2025

Os contratos de reserva de capacidade de nossas usinas termelétricas e a duração dos contratos estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS DE RESERVA DE CAPACIDADE

Região	Usina de Energia	Energia disponível contratada (MWmédio)	Duração do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Termorio	922,35	Julho de 2026 a junho de 2041
	Ibirité	197,87	Julho de 2026 a junho de 2041

Energias de Baixo Carbono.

Em 2024, a nossa proposta de valor de Gás Natural & Energias de Baixo Carbono é atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e promovendo a inclusão de fontes renováveis, bem como operar em negócios de baixo carbono, diversificando o portfólio de forma rentável e promovendo a nossa sustentabilidade.

Esperamos expandir nossas operações em negócios de baixo carbono, com foco especial em:

- **Bioprodutos**: atuar preferencialmente em parceria com grandes empresas na produção e comercialização de combustíveis e produtos de baixo carbono, incluindo as cadeias de etanol, biodiesel e biogás, visando atender às demandas do mercado e, ao mesmo tempo, desenvolver ações para o acesso adequado às matérias-primas.
- **Hidrogênio de baixa emissão de carbono**: atuar na produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados, com foco na descarbonização de nossas operações, produtos e desenvolvimento de negócios para atender à demanda do mercado.
- **Geração renovável**: atuar preferencialmente em parceria com grandes empresas do setor, visando à descarbonização de nossas operações, à integração do portfólio de soluções de baixo carbono e à captura de oportunidades de mercado no Brasil.
- **CCUS**: descarbonização de nossas operações de forma integrada com os ativos da empresa, ao mesmo tempo em que prestamos serviços a terceiros em busca de lucratividade.

Para mais informações, consulte a seção "Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029".

Em 2024, assinamos 33 instrumentos legais não vinculantes no setor de energia renovável, com empresas e governos do Brasil, Dinamarca, China e Argentina, pois nosso objetivo é trabalhar em conjunto com os principais participantes para avaliar conjuntamente as oportunidades. Se essas oportunidades se mostrarem viáveis e atraentes para todas as partes, poderemos finalizar acordos e investimentos vinculantes, de acordo com nossos objetivos de promover a transição energética e a lucratividade, principalmente com grandes empresas dos segmentos de geração de energia e biocombustíveis.

Alguns desses instrumentos legais não vinculantes incluem Memorandos de Entendimento (MoUs) e Protocolos de Intenções assinados com empresas e governos para explorar novas tecnologias, oportunidades de negócios e parcerias em descarbonização, combustíveis de baixo carbono, hidrogênio, captura e armazenamento de carbono (CCUS), energia renovável e transição energética. Com esses instrumentos legais de acordos de cooperação, pretendemos alavancar a implementação de uma usina de etanol eletrônico em Pernambuco, avaliar oportunidades comerciais em projetos de descarbonização e combustíveis de baixo carbono no Brasil e estudar a viabilidade de um projeto piloto em energia eólica *offshore* no Estado do Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro.

Além disso, também pretendemos promover a inovação desenvolvendo em conjunto uma turbina eólica terrestre de 7 megawatts (MW) com a WEG, uma empresa global brasileira de eletrônicos, a primeira desse

porte a ser construída no Brasil. Esperamos que a produção em série desse equipamento comece em 2025. Investimos US$ 21 milhões no projeto em 2023 e 2024, e esperamos aplicar aproximadamente US$ 6 milhões em 2025 e 2026. O acordo abrange o desenvolvimento de tecnologias para a produção de componentes de turbinas eólicas, adequadas às condições eólicas brasileiras, bem como a construção e teste de um protótipo, com contrapartidas técnicas e comerciais para nós.

Os acordos firmados não são vinculantes e, para acompanhar o andamento dos estudos e discussões, serão formados comitês com representantes de cada empresa. Os acordos estão alinhados com os elementos estratégicos do Plano Estratégico, que visam preparar-nos para um futuro mais sustentável, contribuindo para o sucesso da transição energética. Somente após a conclusão das análises técnicas necessárias é que os potenciais projetos decorrentes dos acordos assinados poderão ter estimativas oficiais de custo, prazo e retorno. Estas estimativas permitirão que o potencial projeto seja avaliado futuramente por órgãos internos de aprovação, de acordo com a nossa governança e sempre dando preferência à opção de fusão ou aquisição ao desenvolvimento próprio dos projetos.

Biocombustíveis

BioRefino

Possuímos um programa de biorrefino conhecido como BioRefino 2030, lançado em 2020, com o objetivo de transformar nossos processos de refino em uma indústria mais sustentável, alinhada a uma economia baseada em baixo carbono. Em 2022, nossos projetos de geração de novos combustíveis, modernos e sustentáveis, como diesel renovável e bioQav, foram ampliados e ganharam prioridade ainda maior iniciando uma nova fase do Programa BioRefino. Em 2023, as modificações na infraestrutura das refinarias RPBC, REDUC e REPLAN permitiram a ampliação da capacidade de produção de Diesel-R. Outros projetos relativos ao coprocessamento em unidades de hidrotratamento ainda aguardam o desenvolvimento de um mercado voluntário mais exigente, uma vez que não foram incluídos nos mandatos para o Óleo Vegetal Hidrotratado (HVO) pela estrutura regulatória recentemente aprovada (também conhecida como "Combustível do Futuro").

O diesel com conteúdo renovável (Diesel-R) é parcialmente composto por um biocombustível avançado, produzido a partir do coprocessamento de diesel convencional com óleos vegetais utilizando nossa tecnologia proprietária HBIO™. A parte renovável do combustível resultante (“HVO”) apresenta a mesma estrutura do óleo diesel convencional e reduz a emissão de gases de efeito estufa em comparação ao óleo diesel mineral. O diesel coprocessado com conteúdo renovável, assim como o HVO puro, são isentos de contaminantes e não causam danos aos motores, aumentando efetivamente a vida útil dos veículos e reduzindo os custos de transporte.

A comercialização do Diesel-R, nosso produto de menor intensidade de carbono e que contém HVO, é focada em clientes que desejam cumprir suas metas ASG voluntárias.

PROJETOS EM ANDAMENTO

Espera-se que o BioQav (também conhecido como SAF ou *BioJet Fuel*) seja utilizado em todo o mundo para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa no setor da aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional (“ICAO”) e será obrigatório no Brasil em 2027. O processo de produção do BioQav, por meio da hidrogenação, utiliza as mesmas matérias-primas necessárias para a produção do HVO, que também é formado como um coproduto do mesmo processo. Além das unidades de coprocessamento, estão em construção duas plantas dedicadas à produção de SAF e/ou HVO com tecnologia de Ésteres Hidroprocessados e Ácidos Graxos (“HEFA”).

Uma unidade adicional está sendo estudada para produzir SAF usando a tecnologia ATJ (alcohol-to-jet) e etanol como matéria-prima, para aproveitar nossa posição estratégica na logística e comercialização de etanol. Possibilidades de parceria com outras empresas bem posicionadas na cadeia do etanol e/ou no mercado de SAF também estão sendo consideradas.

Para atender aos requisitos da ICAO em termos de emissões evitadas de CO_2 enquanto as unidades dedicadas não estiverem em operação (2027-2029), uma unidade de coprocessamento totalmente dedicada à produção de Biojet está sendo estudada na refinaria REPLAN.

PROCESSAMENTO DE MATÉRIA-PRIMA 100% RENOVÁVEL EM UMA UNIDADE DE CRAQUEAMENTO CATALÍTICO FLUIDO ("FCC")

Nós e a Refinaria de Petróleo Riograndense ("RPR") alcançamos um marco histórico ao processar, pela primeira vez, óleo 100% de soja em uma unidade de refino industrial. A tecnologia, desenvolvida no Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Petrobras ("CENPES"), permite converter matéria-prima 100% renovável, com inovações em processo e catalisador, gerando produtos totalmente renováveis (petroquímicos e combustíveis). Esse processamento de matéria-prima 100% renovável em uma Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (o "FCC") é o primeiro desse tipo no mundo.

O teste foi viabilizado por meio de um acordo de cooperação firmado em maio de 2023 entre as empresas acionistas da RPR (Petrobras, Braskem e Ultra), que previu a utilização das unidades da refinaria para testes de tecnologias desenvolvidas pelo CENPES. O investimento no teste foi realizado de acordo com as cláusulas de PD&I da ANP.

Atuamos também na produção de biodiesel por meio de nossa subsidiária integral PBIO, que administra nossas atividades de produção, logística e comercialização desses produtos.

Em novembro de 2024, nossa Diretoria Executiva aprovou a descontinuidade do processo de desinvestimento da subsidiária integral Petrobras Biocombustível S.A. ("PBio"). A PBio permanecerá em nosso portfólio, de acordo com nossas diretrizes estratégicas atuais, que levam em conta nossos negócios de baixo carbono, a diversificação lucrativa do portfólio e a garantia da continuidade operacional. Adicionalmente, em alinhamento com nosso Plano Estratégico, continuamos avaliando alternativas e modelos de negócios para a PBio, a serem desenvolvidos por meio de parcerias que visem ao aprimoramento de nossas operações, considerando novas oportunidades de negócios, potenciais sinergias entre nossos ativos e a maximização dos resultados da Petrobras e de suas investidas.

A PBIO possui três usinas de biodiesel para operações próprias. Entretanto, a planta de biodiesel de Quixadá está inoperante desde novembro de 2016. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas plantas em operação é de 8,63 mbbl/d. Em 2024, atendemos 1,9% da demanda brasileira de biodiesel, segundo a ANP.

O CNPE é responsável por definir a mistura obrigatória de biodiesel em todo o diesel vendido no Brasil. Em março de 2024, a mistura obrigatória aumentou de 12% para 14%.

Principais Ativos

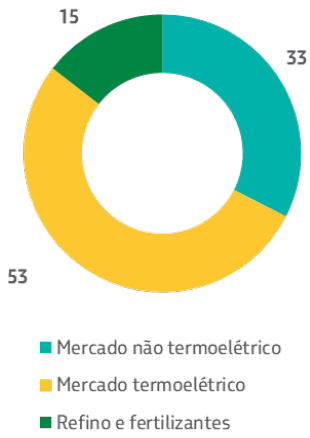
	2024	2023	2022
Biocombustíveis (1)			
Unidades de produção de biodiesel - PBIO	3	3	3
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - PBIO	10,5	10,5	10,5

(1) Inclui a capacidade da usina de biodiesel de Quixadá, que está inoperante desde novembro de 2016.

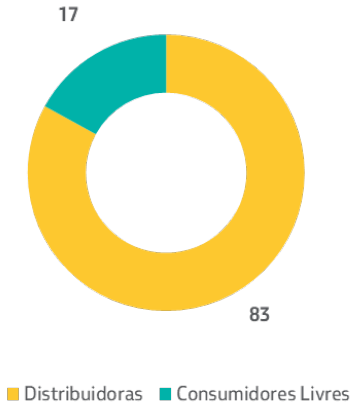
Clientes e Concorrentes

O gás natural é comercializado para 55 clientes, a maioria distribuidores. Toda a demanda por gás natural inclui nossos mercados não termelétricos, termelétricos, de refino e de fertilizantes, bem como o consumo das transportadoras de gás natural por nós contratadas para a prestação de serviços de transporte.

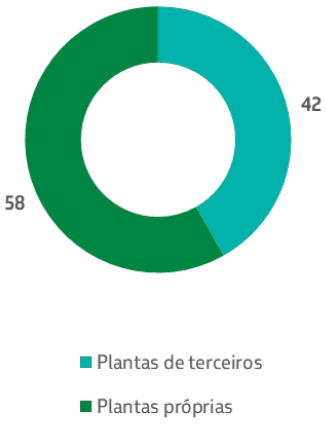
CLIENTES DE GÁS (% vol)



MERCADO NÃO-TERMOELÉTRICO (% vol)



MERCADO TERMOELÉTRICO (% vol)



Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente para distribuidores, consumidores livres ou termelétricas. Em 2024, a concorrência se intensificou com novos contratos entre produtores e clientes, como esperado devido à regulamentação que aprimorou o marco regulatório do setor do gás natural e estabeleceu diretrizes para o mercado aberto.

O transporte de gás natural consiste em um monopólio do Governo federal brasileiro e pode ser exercido mediante concessão ou autorização por empresas constituídas de acordo com a legislação brasileira, com sede e administração no país.

No segmento de energia, atuamos em geração e comercialização. Na geração, concorremos com termelétricas de terceiros, bem como com outros geradores com outras fontes de energia (hídrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, concorremos com outros comercializadores de energia e atuamos no mercado regulado (distribuidores de energia) e no mercado livre (comerciantes e consumidores livres/grandes consumidores). Contamos com 140 clientes e fornecedores, sendo 31 distribuidores, 30 comercializadores, 10 geradores e 69 consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente setorial responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

Fusões e aquisições

Implementamos nossa estratégia de fusões e aquisições ("M&A") com o objetivo de identificar, analisar e executar oportunidades estratégicas. Essa abordagem visa aumentar a participação de mercado nos segmentos em que atuamos, estabelecer operações em novos segmentos (inclusive aqueles relacionados à transição energética) e gerar valor por meio de integração e sinergias.

Nossa estratégia de fusões e aquisições abrange processos de aquisições, parcerias e desinvestimentos. Consideramos as oportunidades alinhadas ao nosso Plano Estratégico e aos direcionadores do Plano de Negócios, principalmente em relação à nossa sustentabilidade de longo prazo, lucratividade e disciplina de capital.

A governança para aprovação de um projeto de M&A observa padrões robustos de governança que buscam alinhar os princípios da administração pública às melhores práticas de mercado, compreendendo as seguintes etapas:

- identificação de oportunidades estratégicas e inclusão do projeto em nosso portfólio;
- fase não-vinculante;
- fase vinculante; e
- negociação e assinatura.

A aprovação de nossa Diretoria Executiva é necessária para que cada projeto avance em cada uma das etapas acima. A aprovação do Conselho de Administração também é necessária para a etapa de vinculação e assinaturas.

Em 2024, divulgamos, assinamos e concluímos os seguintes projetos:

- em 25 de abril de 2024, firmamos um acordo definitivo para transferir toda a nossa participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro, por um valor total de US$ 10 milhões. A conclusão da venda depende das aprovações regulatórias habituais.
- em 29 de maio de 2024, concluímos a transferência de toda a nossa participação (30%) na Brentech Energia S.A., por um valor total de US$ 2 milhões.
- em 1º de julho de 2024, concluímos a transferência de toda a nossa participação (18,8%) na UEG Araucária (UEGA), por um valor total de US$ 13,5 milhões.
- em 27 de novembro de 2024, lançamos um *teaser* para a transferência de nossa participação em um campo na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Acordos com o CADE

Em 2019, assinamos com o CADE dois importantes Termos de Compromisso de Cessação ("TCC"), um para o mercado de refino e outro para o mercado de gás.

ACORDO DE MERCADO DE REFINO

O TCC para o Mercado de Refino (o "TCC Refino") previa, entre outros compromissos, o desinvestimento obrigatório de oito refinarias (REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, RLAM, REMAN, LUBNOR e SIX). Esses compromissos estavam alinhados aos direcionadores de gestão de portfólio, à época, e à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 09/2019, então vigente, que estabelecia diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no Brasil.

A Petrobras vinha cumprindo os compromissos acordados no TCC Refino, incluindo a venda da totalidade de suas participações acionárias em três empresas investidas (SIX, RLAM e REMAN), mas enfrentou obstáculos durante a execução dos processos de desinvestimento que impediram a empresa de concluir a venda das refinarias restantes no âmbito do TCC.

Conforme Fato Relevante publicado em 29/03/2023, ante o recebimento dos Ofícios 166/2023/GM-MME, 257/2023/GM-MME e 261/2023/GM-MME do Ministério de Minas e Energia, o Conselho de Administração da Petrobras entendeu ser necessário avaliar a solicitação do MME sobre a conveniência de dar continuidade ou não às vendas de ativos, frente ao novo Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva então recém-eleita.

Posteriormente, foi publicada a Resolução CNPE 05/2023, que consolidou o fim das diretrizes relacionadas ao desinvestimento dos ativos, além do Plano Estratégico 2024-2028+ da Petrobras, que tinha entre seus objetivos atuar de forma competitiva e segura, maximizando a captura de valor por meio da adequação e melhoria do parque de refino e do desenvolvimento de novos produtos voltados para um mercado de baixo carbono. Assim, fez-se necessário revisitar os termos do TCC, a fim de adequá-lo à nova realidade do mercado e do ambiente regulatório.

O aditamento foi assinado em 3 de julho de 2024, e o resultado de extensos debates entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE culminou na cessação da obrigação de venda da RNEST, REPAR, REFAP, REGAP e LUBNOR, no âmbito do TCC, e estabeleceu novos compromissos, resumidos a seguir:

- 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;
- obrigação de divulgação, pela Petrobras, de diretrizes comerciais gerais e não discriminatórias para entregas de petróleo, por via marítima, a qualquer refinaria independente no território brasileiro; e
- a oferta de contratos-quadro a qualquer refinaria independente, no território brasileiro, para entregas por via marítima.

As novas obrigações também preveem a conclusão de investigações iniciadas após a assinatura do TCC.

As obrigações acordadas no Adendo ao TCC Refino são válidas por três anos e podem ser prorrogadas pelo mesmo período, a critério exclusivo do CADE

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.

ACORDO DO MERCADO DE GÁS

O TCC para o Mercado de Gás (o "TCC Gás") previa, entre outros compromissos, o desinvestimento compulsório da totalidade de sua participação acionária nas empresas Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A - TBG, bem como de sua participação acionária indireta na Petrobras Gás S.A. - GASPETRO.

A Petrobras vinha dando cumprimento aos compromissos pactuados no TCC Gás, restando pendente apenas a alienação da TBG, cujo desinvestimento enfrentou obstáculos ao longo da sua execução.

Conforme Fato Relevante publicado em 29/03/2023, ante o recebimento dos Ofícios 166/2023/GM-MME, 257/2023/GM-MME e 261/2023/GM-MME do Ministério de Minas e Energia, o Conselho de Administração da Petrobras entendeu ser necessário avaliar a solicitação do MME sobre a conveniência de dar continuidade ou não às vendas de ativos, frente ao novo Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva então recém-eleita.

Desde a assinatura do TCC Gás, ocorreram mudanças econômicas, legais e regulatórias significativas no mercado doméstico de gás natural que justificam a necessidade de a Petrobras reavaliar o modelo de negócios dos projetos a serem desinvestidos 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. Portanto, considerando que a desverticalização da TBG não é requerida para atender aos objetivos da TCC Gás, e que seu desinvestimento não estaria alinhado com o Plano Estratégico 2024-28+, a companhia negociou com o CADE obrigações comportamentais que asseguram a independência comercial da TBG, eliminando, assim, quaisquer preocupações com relação à preservação da competitividade no mercado brasileiro de gás natural.

O aditamento foi assinado em 3 de julho de 2024, e o resultado de extensos debates entre as áreas técnicas da Petrobras e do CADE culminou na cessação da obrigação de venda da TBG, no âmbito do TCC, e estabeleceu novos compromissos, resumidos a seguir:

- adoção de salvaguardas adicionais para o processo de eleição de membros independentes para o Conselho de Administração da TBG.
- adoção de relevante independência (*de fato*) da Diretoria Comercial da TBG em relação à Petrobras, afastando qualquer possível influência da Petrobras como sua acionista majoritária.

Os termos acordados no Aditamento à TCC Gas serão válidos até que a ANP emita um certificado de independência para a TBG, ou até 4 de março de 2039 (o prazo 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.

Ambiente de Negócios Externo

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho dos nossos negócios e a forma como planejamos o futuro.

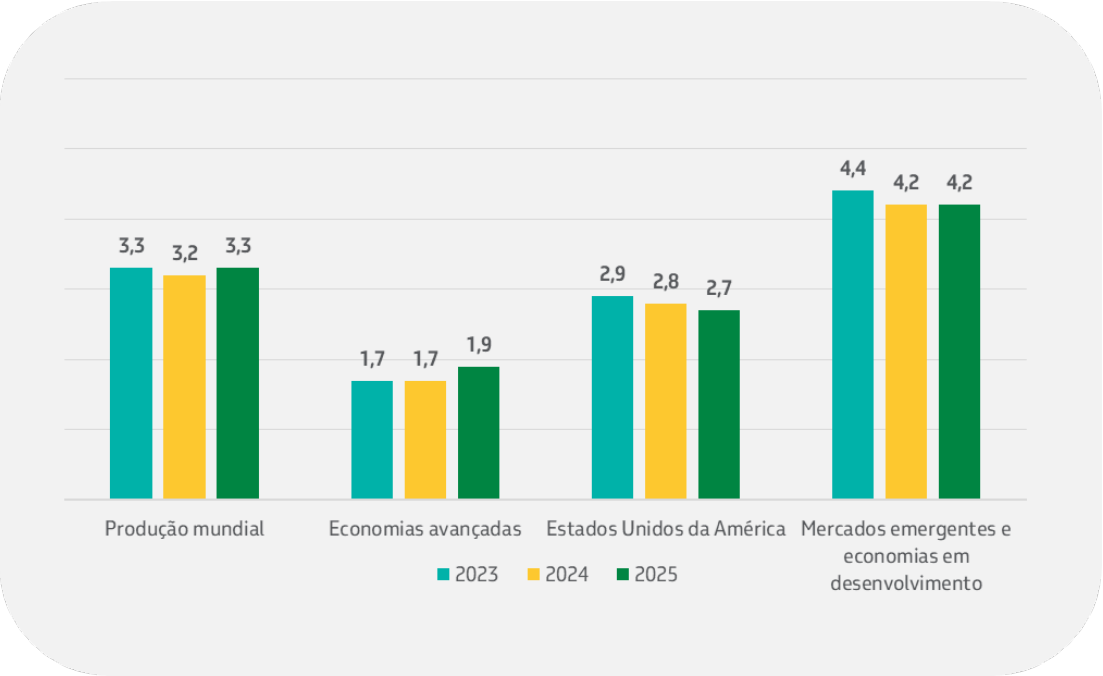
Economia Global

Em 2024, a economia mundial demonstrou resiliência, apesar de enfrentar desafios significativos, como conflitos geopolíticos, eventos climáticos extremos e interrupções nas cadeias de suprimentos. Projeta-se que o crescimento do PIB global fique estável em 3,2%, com as economias avançadas apresentando um crescimento modesto de 1,7% e os mercados emergentes crescendo em um ritmo mais rápido de 4,2%. As taxas de inflação têm diminuído, e a inflação global deverá cair de 6,7% em 2023 para 5,7% em 2024.

Entretanto, os principais riscos enfrentados pela economia global incluem tensões geopolíticas elevadas, especialmente se os conflitos no Oriente Médio se intensificarem, o que poderia interromper o fornecimento de petróleo e aumentar a inflação global. O aumento das tensões comerciais e do protecionismo também pode interromper as cadeias de suprimentos, aumentar os preços ao consumidor e afetar negativamente o crescimento. Além disso, os altos níveis de endividamento público representam um risco, especialmente para as economias de mercados emergentes e países de baixa renda que já se encontram em dificuldades com a dívida. As vulnerabilidades financeiras persistem devido aos altos níveis de endividamento, às avaliações de ativos estendidas e à deterioração da qualidade de crédito de alguns tomadores de empréstimos.

Além disso, choques relacionados ao clima e eventos climáticos extremos podem levar a interrupções econômicas e picos de inflação. Por fim, há um risco de volatilidade do mercado financeiro e possível turbulência nos fluxos de capital ou nas taxas de câmbio nas economias de mercados emergentes. De modo geral, embora a economia global tenha demonstrado força, ela continua a navegar em um cenário complexo de incertezas.

CRESCIMENTO DO PIB – ESTIMATIVAS DO FMI (% YoY)



Mercado Global de Óleo e Gás

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

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

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

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

O preço do *Brent* começou o segundo trimestre de 2024 em alta, após o ataque israelense à embaixada iraniana na Síria, que aumentou os temores de uma escalada das hostilidades no Oriente Médio. Depois de atingir seu pico durante o período, o *Brent* recuou com o arrefecimento das questões geopolíticas e as preocupações com as economias da China e dos EUA e os possíveis impactos sobre a demanda.

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

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

O *Brent* diminuiu no terceiro trimestre de 2024, tanto em relação ao ano anterior quanto ao trimestre anterior. As preocupações com a dinâmica da economia global, principalmente com relação à China, influenciaram negativamente os preços.

O *Brent* começou o terceiro trimestre de 2024 em um nível alto devido à passagem do furacão Beryl nos EUA e às tensões geopolíticas no Oriente Médio. Entretanto, o movimento perdeu força diante dos sinais de fraqueza na demanda chinesa por óleo, resultando em uma queda nos preços.

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

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

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

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

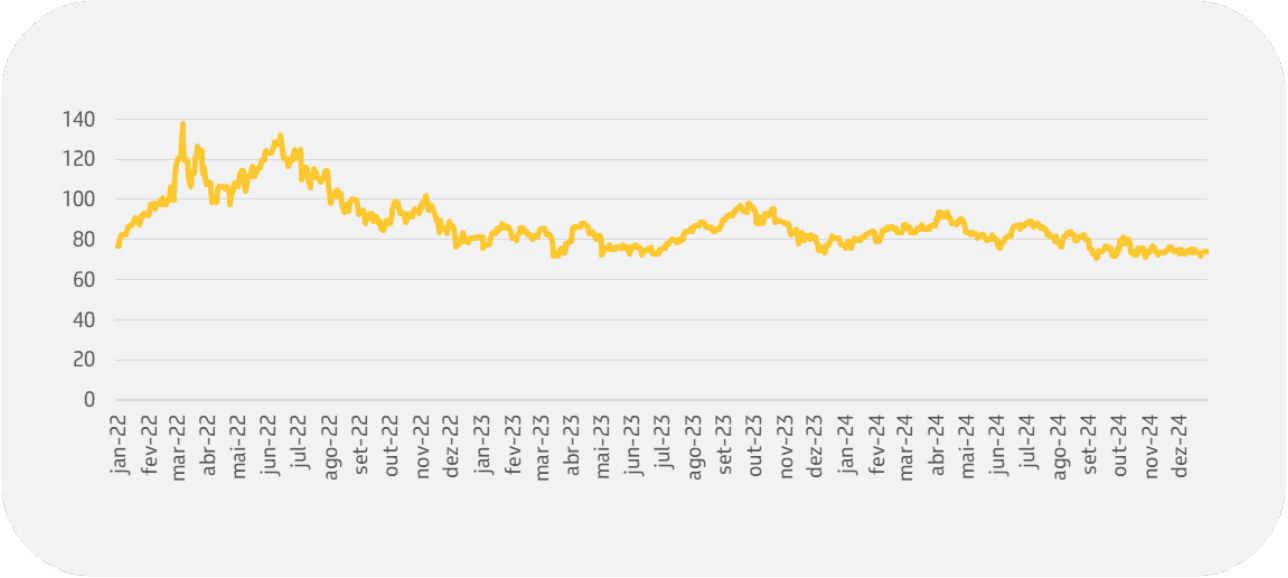
O último trimestre de 2024 começou com uma tendência de alta devido aos temores de um possível ataque à infraestrutura de óleo e gás iraniana pelas forças israelenses. Entretanto, essa tendência foi interrompida pelo progresso nas negociações entre Israel e o Hezbollah, juntamente com o retorno da produção líbia e as preocupações com a dinâmica da economia chinesa.

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

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

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

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



Fonte: Bloomberg, 2024

O conflito Rússia-Ucrânia, que reduziu as exportações de gás russo, exerceu intensa pressão sobre o mercado de GNL, afetando os preços do gás não só na Europa, mas em todo o mundo. Depois de atingir níveis recordes nos preços do gás natural na Europa e no mercado spot de GNL na Ásia em 2022, os preços têm caído desde 2023, embora permaneçam em níveis historicamente elevados. O alívio nos preços resultou de uma redução acentuada da procura, impulsionada pela resposta do mercado aos preços elevados e às temperaturas mais amenas no inverno de 2022-2023 e 2023-2024. Apesar dos preços regressarem a níveis mais alinhados com as tendências históricas, o equilíbrio global do GNL continuou altamente pressionado em 2024.

Economia Brasileira

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a economia brasileira cresceu 3,4% em 2024. A taxa ficou mais do que o dobro do crescimento esperado no início do ano, que estava em torno de 1,5%. A maior parte do crescimento veio dos setores de serviços públicos e de tecnologia da informação. A agricultura caiu 3,2%, enquanto a indústria e os serviços cresceram 3,3% e 3,7% cada. Os investimentos foram maiores do que o previsto, com crescimento de 7,3%. As exportações estavam em alta, com crescimento de 2,9%, mas as importações também cresceram (14,7%), encerrando o superávit comercial pré-existente. Isso é um efeito do crescimento do consumo das famílias (+4,8%).

Com relação à inflação, 2024 foi marcado por uma aceleração no ritmo dos aumentos de preços no final do ano. Os principais motivos foram o aumento do consumo, juntamente com o crescimento das importações e a depreciação da taxa de câmbio. Como resultado, após encerrar 2023 com a inflação ao consumidor medida pelo IPCA em 4,62%, em 2024 a expansão dos preços foi de 4,83% (em comparação com uma expectativa de 3,9% no início do ano), ficando acima da meta da política de 1,50% - 4,50%. As taxas de juros já começaram a aumentar, e espera-se que isso continue, pelo menos, até o primeiro semestre de 2025.

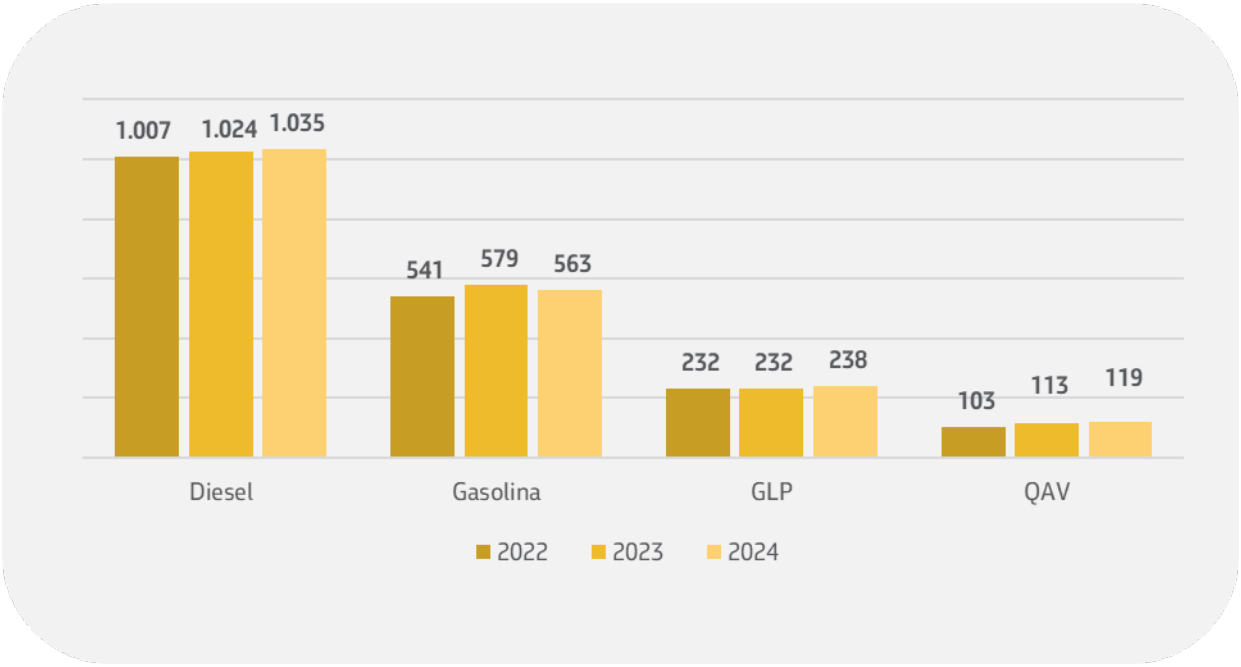
Por fim, a trajetória da taxa de câmbio brasileira registrou forte depreciação, levando a moeda brasileira de uma taxa de câmbio de aproximadamente R$/US$ 4,91 em janeiro de 2024 para R$/US$ 6,09 em dezembro de 2024 (médias mensais). A taxa de câmbio média em 2024 foi de R$/US$ 5,39, representando uma desvalorização de 7,9% em comparação com a média de R$/US$ 5,00 em 2023.

Mercado Brasileiro de Óleo e Gás

Apesar da recuperação, o efeito cumulativo do aumento dos preços das matérias-primas, a perturbação das cadeias de abastecimento causada pela pandemia de COVID-19 e a crise energética mundial exacerbada pela invasão russa da Ucrânia continuam a ter repercussões nos mercados de combustíveis.

Em 2024, apesar da volta dos impostos federais e estaduais no início do ano e do aumento da oferta de etanol, a tendência de queda dos preços internacionais do petróleo e da gasolina impactou o mercado brasileiro e sustentou o crescimento da demanda ano após ano. No que diz respeito à procura de diesel, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas aumentou os mandatos de biodiesel para 14% em 2024 e anunciou um aumento de 1% todos os anos, a fim de atingir o mandato de 20% em 2030, resultando numa procura de diesel praticamente estável ano após ano. A demanda por querosene de aviação tem aumentado firmemente em um ambiente pós-COVID-19 e com a renda e o emprego brasileiros também se recuperando, mas ainda não se recuperando para os níveis de 2019. Portanto, a demanda por diesel e querosene de aviação aumentou 1,0% e 6,8%, respectivamente, em relação ao ano anterior. No entanto, a demanda por gasolina diminuiu 4,0%, refletindo a competitividade do etanol ao longo de 2024.

CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS SELECIONADOS NO BRASIL (mbbl/d)



Fonte: Petrobras e EPE, 2024

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, os dados interanuais de demanda de gás natural acumulados no ano até setembro de 2024 aumentaram 3%, de uma média de 61,2 milhões de cmd em 2023 para 63,1 milhões de cmd (não inclui o gás utilizado no transporte por gasoduto).

Com relação ao consumo de gás natural na geração de energia, em 2023, até novembro, o Brasil registrou níveis de chuva mais altos em comparação com a média dos últimos anos. No entanto, em dezembro de 2023, a tendência se inverteu, levando a condições mais secas. Embora os reservatórios não estejam em uma situação tão crítica como em alguns anos da última década, as usinas de gás natural foram despachadas em 2024 para atender às demandas de energia e capacidade. O aumento de 3% na demanda de gás natural se deve ao maior consumo para geração de energia.

Por outro lado, a demanda de gás natural nos setores industrial e automotivo diminuiu principalmente devido à substituição por biomassa, biogás e etanol.

Comércio de emissões em todo o mundo

À medida que os países estabelecem cada vez mais metas líquidas zero de emissões de carbono para cumprir o Acordo de Paris, há um reconhecimento crescente entre os governos sobre a necessidade de implementar políticas que promovam a descarbonização da economia e reduzam as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Um desses instrumentos de política é a implementação de um sistema de mercado de carbono regulamentado com base no conceito de *cap-and-trade*. Esse sistema estabelece um limite (um teto) para as emissões de GEE que podem ser emitidas por cada entidade e permite que as entidades negociem licenças equivalentes a uma tonelada de GEE no mercado.

Há uma tendência global crescente para a adoção de instrumentos de precificação de carbono. De acordo com o Relatório de Status Mundial de Comércio de Emissões da International Carbon Action Partnership (ICAP), 28 mercados de carbono estavam em operação em 2023, cobrindo 17% das emissões de gases de efeito estufa. Em 2024, o número de mercados de carbono em operação havia aumentado para 36, com cobertura de 18% das emissões de GEE.

A situação atual da precificação do carbono no Brasil

Houve avanços significativos na discussão relacionada ao mercado de carbono baseado no conceito de *cap-and-trade* no Brasil. O Projeto de Lei nº 182/2024, que regulamenta o mercado de carbono no Brasil por meio da introdução do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (o "SBCE"), foi aprovado pelo Congresso Nacional em novembro e, posteriormente, foi assinado pelo Presidente como a Lei nº 15.042/2024 em dezembro.

A lei estabelece que a SBCE será implementada em fases. A primeira fase estabelece que a regulamentação do mercado nacional de carbono está programada para ser emitida em um período de 12 meses, que pode ser prorrogado por mais 12 meses.

Essa lei é um passo importante para que o Brasil cumpra os compromissos assumidos no Acordo de Paris. Além disso, essa lei é uma ferramenta relevante para que o Brasil permaneça competitivo nos mercados globais, especialmente com a entrada em vigor, em 2023, do imposto alfandegário sobre carbono na União Europeia, denominado *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM).



Planos Estratégico e de Negócios

Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029

Para reforçar nossa visão de longo prazo, separamos nosso plano deste ano em duas partes: o Plano Estratégico 2050, que tem como objetivo refletir sobre o futuro do planeta e como a empresa quer ser reconhecida em 2050; e o Plano de Negócios 2025-29, com metas de curto e médio prazo, que visam construir o caminho da empresa para o futuro com base em suas posições estratégicas.

> *O PE 2050 preserva **nossa visão** de ser a melhor empresa de energia diversificada e integrada na **geração de valor**, construindo um mundo mais sustentável ao equilibrar o foco em óleo e gás com a diversificação em **negócios de baixo carbono** (incluindo produtos petroquímicos, fertilizantes e biocombustíveis), **sustentabilidade, segurança, respeito ao meio ambiente** e atenção total às **pessoas**.*

O Plano de Negócios 2025-29 também é um produto do processo de planejamento estratégico, desdobrado a partir do PE 2050, e seu foco principal é apresentar os resultados esperados por meio da seleção do portfólio de projetos e ativos e da alocação de CAPEX e OPEX.

De acordo com a Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP), a intensidade média global de carbono do setor é de 17 $kgCO_2$/boe. Em 2024, a intensidade de carbono de nossa produção *upstream* operada atingiu 14,8 $kgCO_2e$/boe, inferior à média do setor. Essas condições tornam possível conciliar a liderança na Transição energética justa com a exploração responsável de óleo e gás no país, a fim de manter os níveis de produção futuros próximos aos atuais. Acompanhando as transformações no mundo, especialmente nos segmentos energético, digital, social e ambiental, atravessamos uma fase de mudanças e novas perspectivas, visando nos preparar para a transição energética e para uma economia justa, incluindo baixo carbono, com mudanças nos padrões de uso de energia, avaliando e minimizando os impactos sociais para diferentes partes, incluindo nossos empregados, comunidades e toda a cadeia de fornecimento.

O nosso Plano Estratégico visa nos fortalecer e preparar para o futuro, iniciando um processo de integração de fontes de energia que são essenciais para uma transição energética justa e sustentável para um negócio de baixo carbono. Trabalhamos em prol de diversos objetivos como atenção às pessoas, segurança e respeito ao meio ambiente, perpetuando valor para as gerações futuras, com foco na disciplina de capital e no compromisso de manter nosso endividamento sob controle.

Exploração & Produção	- Maximizar o valor do portfólio com foco em ativos rentáveis, repor as reservas de petróleo e gás inclusive com a exploração de novas fronteiras, aumentar a oferta de gás natural e promover a descarbonização das operações.
Refino, Transporte & Comercialização	- Atuar de forma competitiva e segura, maximizar a captura de valor pela adequação e aprimoramento do parque industrial e da logística, buscar a autossuficiência em derivados, com integração vertical, processos mais eficientes, aprimoramento de produtos existentes e desenvolvimento de novos produtos em direção a um mercado de baixo carbono.
Gás & Energias de Baixo carbono	- Atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e atuando na inserção de fontes renováveis. - Atuar em negócios de baixo carbono, diversificando o portfólio de forma rentável e promovendo a perenização da Petrobras.
Sustentabilidade	- Atuar nos nossos negócios de forma íntegra e sustentável com segurança, buscando emissões decrescentes, promovendo a diversidade e o desenvolvimento social, contribuindo para uma transição energética justa. - Inovar para gerar valor para o negócio, suportando a excelência operacional e viabilizando soluções em novas energias e descarbonização.

Investimentos (CAPEX)

O CAPEX previsto para o período 2025-2029 totaliza 111 bilhões de dólares, sendo 98 bilhões de dólares correspondentes a projetos em implementação ("Portfólio em Implementação") e 13 bilhões de dólares compostos por projetos em avaliação ("Portfólio em Avaliação").

O Portfólio em Avaliação é composto por oportunidades com menor grau de maturidade e sujeitas a estudos adicionais de financiamento antes do início da execução. O investimento total esperado para os próximos cinco anos é 9% maior do que o volume projetado no último Plano Estratégico 2024-2028+.

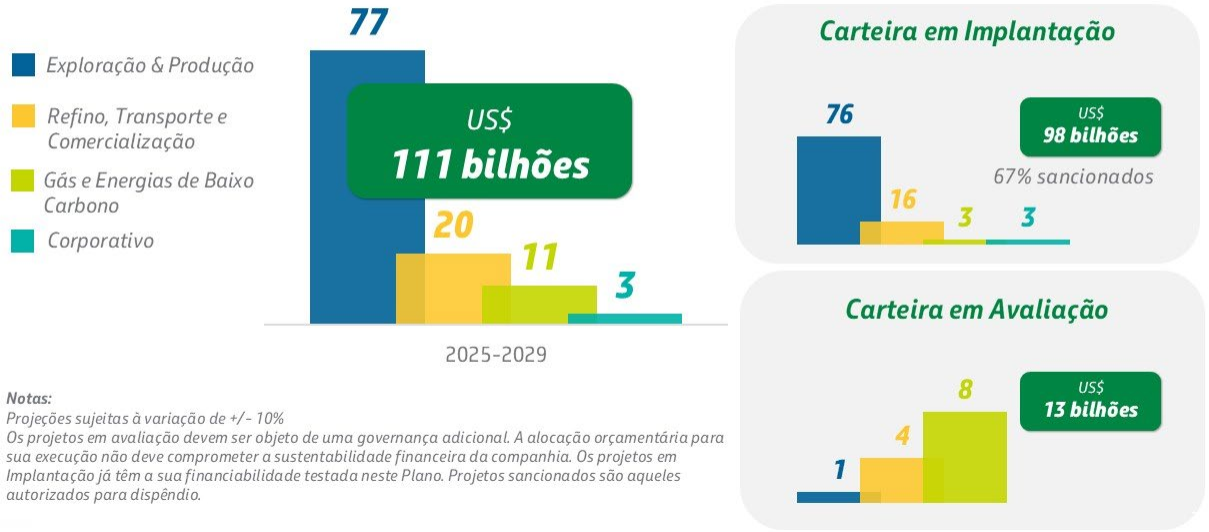
No período de cinco anos, de 2025 a 2029, a empresa espera concentrar seus esforços em aproveitar essas oportunidades no mercado de óleo e gás, com foco na substituição de reservas, no aumento da produção com uma pegada de carbono menor e na expansão do fornecimento de produtos mais sustentáveis e de maior qualidade em seu portfólio.

O CAPEX no segmento de E&P representa 69% do total, seguido por RTC com 18%, G&EBC com 10% e Corporativo com 3%.

CAPEX 2025-2029

Detalhamento das carteiras de investimentos (CAPEX)

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



Notas:
Projeções sujeitas à variação de +/- 10%
Os projetos em avaliação devem ser objeto de uma governança adicional. A alocação orçamentária para sua execução não deve comprometer a sustentabilidade financeira da companhia. Os projetos em Implantação já têm a sua financiabilidade testada neste Plano. Projetos sancionados são aqueles autorizados para dispêndio.

Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) da Carteira em Implantação



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

Exploração & Produção (E&P)

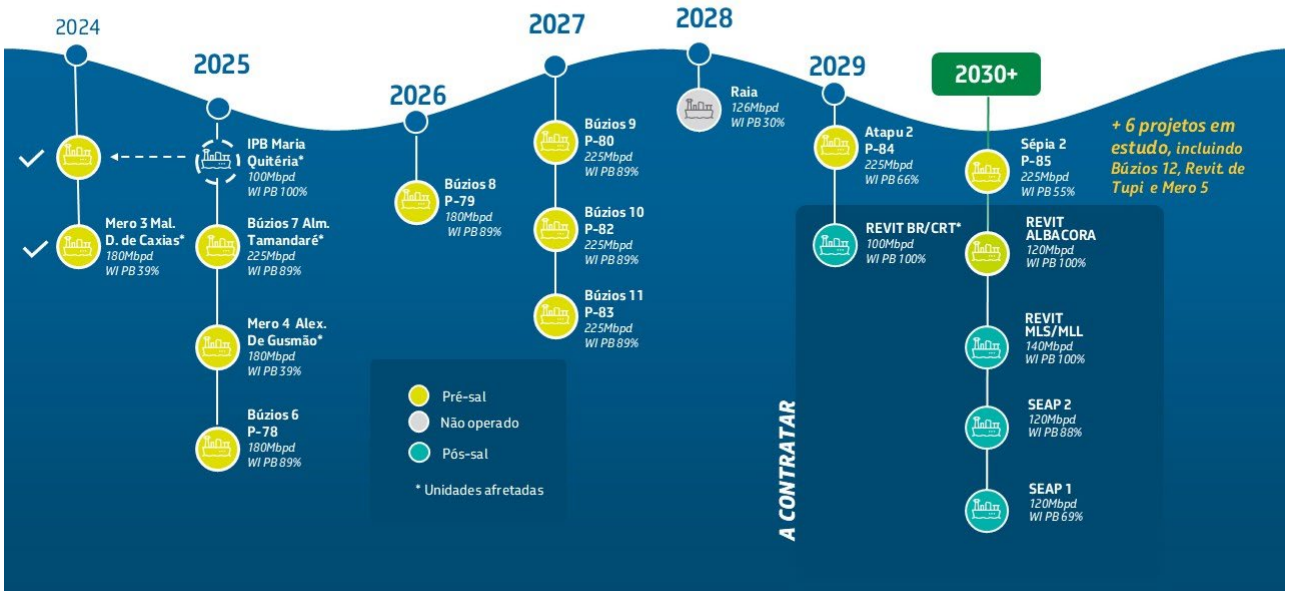
Com investimentos totais de US$ 77,3 bilhões planejados para o período de cinco anos do Plano de Negócios 2025-29 (5% a mais do que no plano anterior), o segmento de E&P está alocando cerca de 60% em ativos do Pré-sal, consolidando uma fase de grandes investimentos nessa província e sua vantagem competitiva, por meio de uma produção de óleo de melhor qualidade, com custos mais baixos e menos emissões de gases de efeito estufa. Ao mesmo tempo, a empresa está realizando grandes projetos de revitalização (REVITs), buscando aumentar os fatores de recuperação em campos maduros, especialmente na bacia de Campos.

Os projetos da Companhia se destacam pela dupla resiliência (econômica e ambiental) e pelo alto valor econômico, formando um portfólio viável para cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo, com um *Brent* de Equilíbrio prospectivo, em média, de US$ 28 por barril e uma intensidade de carbono de até 15 $kgCO_2e$ por barril de óleo equivalente durante o período de cinco anos. Também prevemos um custo total médio do petróleo produzido, que inclui o Custo de Extração, a participação governamental, a depreciação e a depleção, de US$ 36,5/boe durante esse período, considerando a participação governamental de acordo com o preço médio do *Brent* estimado na premissa de planejamento.

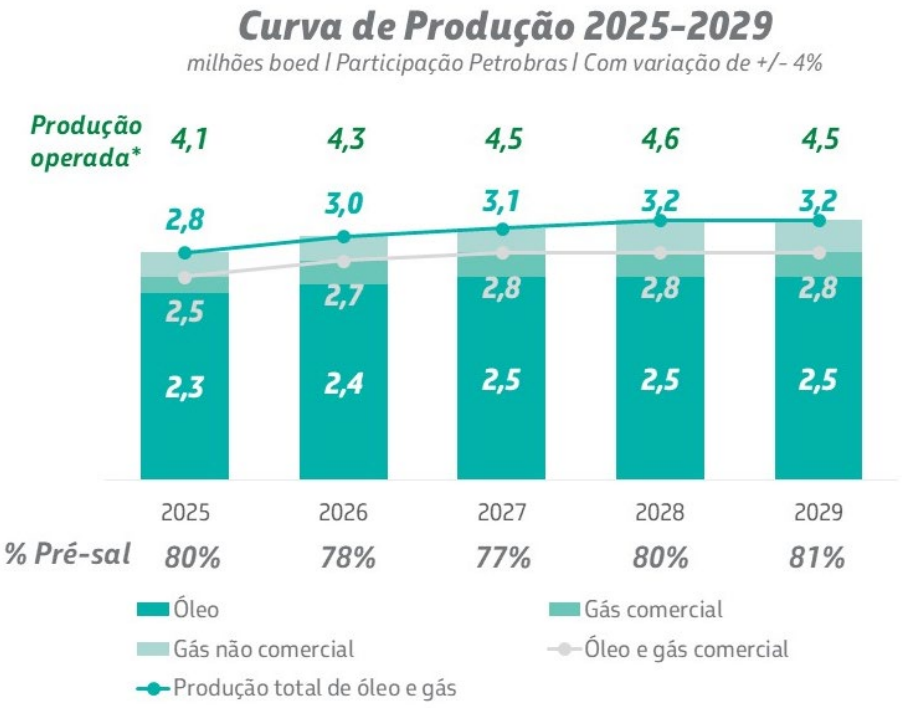
PRODUÇÃO DE ÓLEO, LGN E GÁS NATURAL

Esperamos que dez novos sistemas de produção sejam implementados até 2029, com tecnologias de ponta que permitam maior eficiência e menos emissões, nove dos quais já foram contratados. Há também cinco projetos sendo implementados após 2029 e outros seis projetos em estudo. Somos a operadora de todos esses projetos, com exceção do campo de Raia, que é operado pela Equinor.

Carteira de novos sistemas de produção



Com nosso Plano de Negócios 2025-29, planejamos atingir uma produção total de 3,2 milhões de barris de óleo e gás equivalente por dia (boed), incluindo 2,5 milhões de barris de óleo por dia (bbl/d). Para monitorar o plano, é considerada uma margem de variação de ±4% em relação aos valores previstos.



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

Em linha com o nosso foco estratégico, as atividades de E&P estão concentradas em ativos rentáveis. Espera-se que a produção do Pré-sal represente 81% da nossa produção total ao final do quinquênio.

Para enfrentar os desafios da reposição de reservas, aumentamos os investimentos em atividades de exploração, totalizando um CAPEX de US$ 7,9 bilhões no período de cinco anos (5% maior do que o plano anterior).

Ao mesmo tempo, o Plano de Negócios 2025-29 também inclui projetos para aumentar a disponibilidade de gás e um olhar mais atento aos ativos maduros, com o objetivo de avaliar as possibilidades de estender a vida produtiva dos ativos e seus sistemas de produção e, em última instância, iniciar atividades de descomissionamento, com as melhores práticas de sustentabilidade no descarte de ativos ao final de seu ciclo de vida. Espera-se que o descarte sustentável de equipamentos e o abandono de poços exijam gastos de US$ 9,9 bilhões nos próximos cinco anos.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC)

O Plano de Negócios 2025-29 aloca US$ 19,6 bilhões em investimentos totais no segmento de RTC, o que representa um aumento de 17% em relação ao plano anterior.

Os investimentos em refino têm como objetivo principal aumentar a capacidade de nossa frota, expandindo o fornecimento de produtos de alta qualidade, como o diesel S10 e lubrificantes, e combustíveis de baixo carbono. Esses investimentos também buscam melhorar a eficiência das unidades, avançando na descarbonização das operações e aumentando a disponibilidade operacional.

Com os projetos do portfólio de RTC do plano, espera-se que a capacidade de destilação aumente de 1.813.000 bbl/d para 2.105.000 bbl/d, com ênfase nos projetos da RNEST, que incluem a revitalização (expansão) do Trem 1 e a conclusão do Trem 2.

Esperamos aumentar nossa capacidade de produção de Diesel S10 em 290.000 bbl/d em nosso sistema de refino, considerando os projetos do Portfólio em Implementação, e esperamos ter nossa primeira unidade capaz de produzir lubrificantes do Grupo II com capacidade para produzir 12.000 bbl/d até 2029. Além disso, com os projetos do portfólio em avaliação, há o potencial de adicionar 70.000 bbl/d de capacidade de produção de Diesel S10 após 2029.

Para obter mais informações sobre o Lubrificantes Grupo II, consulte "Refino, transporte e comercialização - Refino" neste relatório anual.

No programa de BioRefino, planejamos oferecer produtos de baixo carbono, com menos emissões de gases de efeito estufa (GEE), buscando atuar como líder na transição energética e atender à crescente demanda por energias renováveis. Por meio do programa, esperamos expandir nossa capacidade de produção de diesel R5 (com 5% de conteúdo renovável), por meio da rota de coprocessamento, integrada às operações de algumas unidades de nosso sistema de refino.

Há também outros projetos e estudos envolvendo biocombustíveis produzidos por diferentes rotas tecnológicas, em especial plantas dedicadas para BioQav (também conhecido como combustível SAF ou *BioJet Fuel*) e diesel 100% renovável (óleo vegetal hidrotratado ou HVO) por meio da rota HEFA (Ésteres e ácidos graxos hidroprocessados), bem como estudos de ATJ (*Alcohol to Jet*), uma rota para a produção de SAF por meio do processamento de etanol. Projetos de biorrefinaria também estão sendo avaliados em parceria com a Refinaria Riograndense e a Acelen.

Os principais investimentos de Comercialização e Logística têm como foco a remoção de gargalos logísticos e a expansão das operações em mercados estratégicos. Os destaques incluem a iniciativa de construir 16 novos navios de cabotagem e a implementação de projetos de logística para aumentar nossa presença em mercados em crescimento, como os investimentos no Terminal Aquaviário do Porto de Santos e a construção de um novo duto de combustível leve para abastecer o Centro-Oeste.

Além disso, há a retomada das atividades de fertilizantes, com investimentos que totalizam US$ 900 milhões no período de cinco anos em projetos como a retomada da construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III), em Três Lagoas (Mato Grosso do Sul), e a reativação da fábrica de fertilizantes Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), em Araucária (Paraná).

Nas atividades petroquímicas, serão realizados estudos sobre oportunidades de negócios em sinergia com o refino.

Gás & Energias de Baixo Carbono (G&EBC)

Espera-se que os projetos de gás natural e energias de baixo carbono recebam investimentos totais de US$ 11 bilhões, mantendo as iniciativas delineadas no plano anterior. O foco será a confiabilidade e a disponibilidade de nossos ativos para garantir a competitividade na operação e comercialização de gás e energia, além de incluir projetos de redução de emissões e iniciativas para integrar fontes renováveis.

O Plano de Negócios 2025-29 considera o desenvolvimento de duas usinas termelétricas no Complexo Energético Boaventura, em Itaboraí (Rio de Janeiro), sendo que a implementação desses projetos está condicionada ao sucesso em futuros leilões de reserva de capacidade energética.

Em relação às energias de baixo carbono (escopo 3), o plano aprovado considera projetos e pesquisas, entre outros, nos seguintes segmentos: geração renovável *onshore* (eólica/solar); bioprodutos (etanol, biodiesel e biometano); hidrogênio de baixo carbono; e captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

ASG - Ambiental, Social e Governança

No nosso Plano Estratégico 2050 e no Plano de Negócios 2025-29, reafirmamos a nossa ambição de zero vítimas mortais e zero fugas, em linha com o nosso compromisso com a vida e o ambiente, que são valores inegociáveis. Integramos os elementos ASG em uma visão única, resumindo nosso posicionamento conforme diagrama abaixo:



Este diagrama ASG orienta o planejamento e o envolvimento das partes interessadas e está alinhado com nossos elementos e objetivos estratégicos. São destacadas quatro ideias principais: (i) reduzir a nossa pegada de carbono; (ii) proteger o meio ambiente; (iii) cuidar das pessoas; e (iv) agir com integridade.

Para cada uma dessas ideias-chave, foi identificado um conjunto de fatores de ASG para apoiar e orientar nossas ações, projetos, programas e compromissos relacionados.

Direcionadores ASG – PE 2050 e PN 2025-29

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO

- Promover a **descarbonização intrínseca**, buscando a **neutralidade de emissões** operacionais **até 2050**, considerando a originação e a aquisição de **créditos de carbono** competitivos e de alta qualidade como **estratégia complementar**.
- Ampliar a oferta e o acesso à **energia e produtos de baixo carbono** em uma **transição custo-efetiva**, contribuindo para a redução da pobreza energética e para a redução da exposição do portfólio a emissões de GEE.
- Alavancar **ecossistemas de conhecimento e inovação** em soluções de baixo carbono.
- Colaborar com partes interessadas para acelerar oportunidades que ampliem a **inclusão e o desenvolvimento sustentável**.

CUIDAR DAS PESSOAS

- Ser vetor de **desenvolvimento socioambiental**.
- Ser referência em **direitos humanos** e na promoção da **diversidade, equidade e inclusão**.
- Promover o **bem estar** e o cuidado integral com a **saúde dos trabalhadores e das trabalhadoras**.
- Promover a **segurança das pessoas** através de práticas que incorporam os **fatores humanos**, com foco no aprendizado organizacional.

PROTEGER O MEIO AMBIENTE

- Ser "**Positiva em Água**" nas áreas de criticidade hídrica onde atuamos, através da redução da captação de água doce e da melhoria da disponibilidade hídrica local, contribuindo para a **segurança hídrica**.
- Minimizar a geração e maximizar o reuso, reciclagem e recuperação de resíduos, promovendo práticas de **economia circular** e buscando a **destinação zero para aterros**.
- Promover ações de conservação, restauração e **ganhos em Biodiversidade** buscando **impacto líquido positivo** nas regiões em que atuamos.
- Aprimorar a **segurança de processo, a prontidão e a resposta às contingências** prevenindo e mitigando acidentes, vazamentos e impactos ambientais.

ATUAR COM INTEGRIDADE

- Fortalecer nosso modelo de governança, por meio da **promoção da diversidade, equidade e inclusão**.
- Atuar com excelência em **ética, integridade e transparência**.
- Fomentar a adoção de **práticas ASG** junto aos nossos **públicos de interesse**.

Os objetivos relacionados a cada uma das quatro ideias-chave do diagrama foram consolidados em uma única lista, alinhada ao conceito de ASG integrado:

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO

- **Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30% até 2030 em relação a 2015**
- **Zero queima de rotina em *flare* até 2030**
- **Reinjeção de 80 milhões tCO_2 até 2025 em projetos de CCUS**
- **Intensidade de GEE:**
  - **E&P:** atingir intensidade de portfólio de 15 $kgCO_2e$/boe até 2025, mantida em 15 $kgCO_2e$/boe até 2030
  - **Refino*:** atingir intensidade de GEE de 36 $kgCO_2e$/CWT até 2025 e 30 $kgCO_2e$/CWT até 2030
- **Redução da intensidade de emissões de metano no segmento E&P até 2025, atingindo 0,25 tCH_4/mil tHC e atingindo 0,20 tCH_4/mil tHC em 2030**

** O indicador $kgCO_2$ e/CWT utiliza a metodologia CWT (Complexity Weighted Tone), desenvolvida pela Solomon Associates e pela CONCAWE. O CWT de uma refinaria considera uma carga equivalente à destilação em relação ao potencial de emissão de GEE, dadas as diferentes unidades de processo e respectivas cargas processadas em uma refinaria. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de diferentes tamanhos e complexidades.*

PROTEGER O MEIO AMBIENTE

- **Redução de 40%* da nossa captação de água doce até 2030 (91 MM m^3/ano)**
- **Redução de 30%* na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil ton/ano)**
- **Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR** até 2030**
- **Alcançar ganhos de biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos:**
  - 100% das instalações Petrobras com planos de ação em biodiversidade até 2025
  - Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030
  - Aumento de 30% em conservação da biodiversidade até 2030

** Ano referência: 2021 I ** Reuso, reciclagem e recuperação*

CUIDAR DAS PESSOAS

- **Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários* (até 2030)**
- **Estar entre as três empresas de O&G mais bem colocadas no ranking de direitos humanos até 2030****
- **Promover a Diversidade, a Equidade e a Inclusão:**
  - Antecipar a meta de 25% de **mulheres na liderança** para 2029
  - Antecipar a meta de 25% de **pessoas negras na liderança** para 2029
- **Implementar 100% dos compromissos do Movimento Mente em Foco (Pacto Global da ONU) até 2030**
- **Implementar 100% dos objetivos estratégicos do Plano de Ação Global de Atividade Física da OMS no contexto empresarial até 2030**

** Por projeto, passível de mensuração (3 anos) I ** No Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)*

ATUAR COM INTEGRIDADE

- **Promover a diversidade nas Indicações da Petrobras para nossas participações:**
  - Atingir, até 2026, o mínimo de 30% de mulheres em cargos de órgãos estatutários de indicação da Petrobras nas suas participações societárias
  - Assegurar, até 2030, o mínimo de 10% de pessoas autodeclaradas negras em cargos de órgãos estatutários de indicação da Petrobras nas suas participações societárias
- **Assegurar, até 2030, o encerramento das apurações de violência sexual com prazo médio de 60 dias**
- **100% dos fornecedores relevantes treinados em integridade e/ou privacidade até 2030**
- **Implementar *due diligence* de direitos humanos em 100% dos nossos fornecedores relevantes até 2030**
- **Avaliar, em 100% das contratações nas categorias estratégicas, a ampliação de requisitos ASG, até 2028**
- **Estabelecer que 70% dos fornecedores relevantes tenham seu inventário de emissões (GEE) publicado, até 2028**

Os seis compromissos de descarbonização (escopos 1 e 2) propostos no plano anterior são mantidos para o Plano de Negócios 2025-29.

Transição Energética

Considerando todas as iniciativas de baixo carbono (escopos 1, 2 e 3), o investimento total chega a US$ 16,3 bilhões na transição energética. Além dos projetos de energia de baixo carbono, o investimento inclui projetos de descarbonização de operações e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que envolvem todos os segmentos de negócios.

> *Esse valor representa 15% do CAPEX total para o período de cinco anos (em comparação com 11% no plano anterior) e um aumento de 42% em comparação com o plano anterior.*

Neste contexto, é importante destacar o foco em projetos rentáveis, priorizando parcerias para reduzir riscos e compartilhar aprendizados.

Investimentos em transição energética



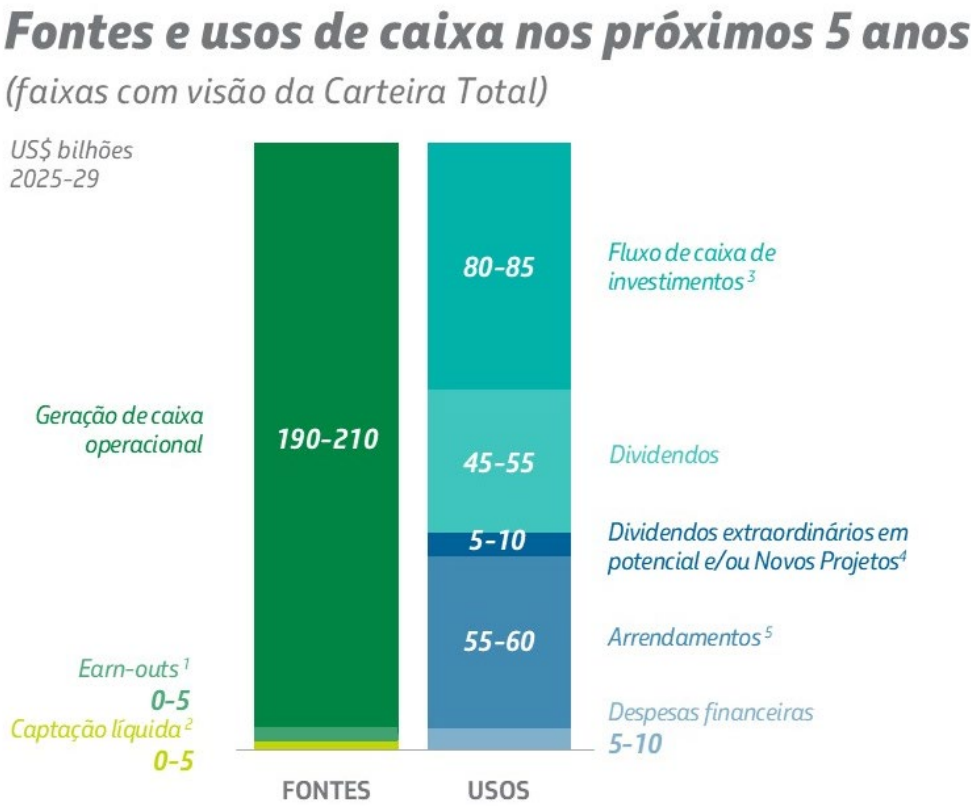
O foco em iniciativas de baixo carbono visa à diversificação lucrativa do portfólio, promovendo nossa longevidade. No caso de projetos de geração renovável, a empresa buscará operar preferencialmente em parceria com grandes empresas do setor, com o objetivo de descarbonizar as operações, integrar o portfólio de soluções de baixo carbono e capturar oportunidades de mercado no Brasil. Para bioprodutos, incluindo as cadeias de etanol, biodiesel e biometano, buscaremos entrar nessas atividades preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou controle compartilhado com participantes relevantes do segmento.

Financiamento

O estudo de viabilidade financeira do Plano de Negócios 2025-29 resultou na consolidação de uma estrutura de capital mais eficiente, com maior flexibilidade e baixa alavancagem em cenários desafiadores.

O limite de dívida bruta foi revisado para US$ 75 bilhões no Plano de Negócios 2025-29, com a dívida convergindo para US$ 65 bilhões, após uma análise da estrutura de capital mais adequada para a empresa, que adere à minimização do custo de capital, riscos de fluxo de caixa e gerenciamento eficiente de caixa e liquidez. O aumento do teto da dívida considera métricas de alavancagem robustas, mesmo em cenários de preços baixos do *Brent*, além de proporcionar maior flexibilidade em relação à crescente relevância dos arrendamentos na dívida bruta.

O fluxo de caixa livre robusto permite estimativas sólidas de dividendos, projetando US$ 45-55 bilhões em dividendos ordinários no cenário base, com flexibilidade para pagamentos extraordinários.



(1) Inclui pagamentos contingentes e diferidos e desinvestimentos.
(2) Empréstimos, líquidos de amortização.
(3) CAPEX Total.
(4) Inclui dividendos extraordinários declarados em 21 de novembro de 2024.
(5) Aumentos nos contratos de arrendamento mercantil principalmente devido a valores incluídos no fluxo de caixa operacional e no fluxo de caixa de investimento no plano anterior.

As principais premissas para o financiamento do Plano Estratégico são:

PREMISSAS

	2025	2029
Brent (US$/barril)	83	68
Taxa de câmbio nominal (R$/US$)	5,0	5,1
Crack spread do diesel (US$/barril)	22	19
Crack spread da Gasolina (US$/barril)	14	12

Deve-se observar que o Plano de Negócios 2025-29 considera, entre as premissas de financiabilidade: (i) geração de fluxo de caixa superior aos investimentos e obrigações financeiras; (ii) caixa mínimo de US$ 6 bilhões; (iii) faixa de referência da dívida bruta de US$ 55 bilhões a US$ 75 bilhões, com convergência para o nível de US$ 65 bilhões; e (iv) e pagamento de dividendos de acordo com a atual Política de Remuneração aos Acionistas.

Em resumo, o Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-29 demonstram nosso compromisso de conciliar a exploração e a produção de óleo e gás com a liderança na Transição energética justa. Estamos nos preparando para os caminhos dessa transição com um aumento dos investimentos em transição energética e diversificação de portfólio de forma responsável e lucrativa. O Plano Estratégico 2050 delineia o caminho que esperamos seguir como líder na transição energética justa, reduzindo nossas emissões, mantendo nossa participação no fornecimento de energia do Brasil e aumentando o papel das energias renováveis em nosso portfólio, contribuindo assim para a segurança energética do país. Ao mobilizarmos nossos recursos e nossa capacidade técnica, juntamente com parcerias e ecossistemas de inovação, buscamos desenvolver soluções que beneficiem tanto a empresa quanto a sociedade brasileira, gerando um efeito multiplicador na economia e no país. Continuaremos a trabalhar com foco em segurança, responsabilidade financeira, ética, transparência e respeito às pessoas e ao meio ambiente, investindo no presente para construir um futuro sustentável, gerando empregos, pagando impostos e distribuindo nossos ganhos para a sociedade e nossos acionistas.

Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Investir em tecnologia é fundamental para agregar valor ao nosso negócio e ao mesmo tempo construir vantagens competitivas para nossa sustentabilidade no longo prazo Nosso Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (CENPES) é responsável por determinar as soluções tecnológicas que compõem nosso portfólio de projetos de PD&I. O CENPES, um dos maiores centros de PD&I do setor energético, tem como objetivo desenvolver tecnologias que viabilizem a execução do nosso Plano Estratégico, além de ser responsável por antecipar tendências futuras e investir em rotas tecnológicas. Em 31 de dezembro de 2024, o CENPES contava com 1.097 empregados, 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 nossa estratégia, 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.

Nossas principais linhas de pesquisa são:

LINHAS DE PESQUISA PD&I



Dentro dos temas acima, nosso portfólio de inovação inclui projetos focados no desenvolvimento de tecnologias para exploração de óleo e gás e para transição energética. Em 2024, podemos destacar:

- Desenvolvimento de tecnologias que permitam a **otimização do investimento** bem como a **redução de custos e incertezas** como: i) novo modelo geológico para avaliar a qualidade dos reservatórios no Pré-Sal das bacias de Campos e Santos; ii) avaliação sem precedentes da migração de petróleo na subsuperfície usando imagens de satélite, permitindo uma avaliação mais abrangente dos riscos da exploração; e iii) uso inédito da espectroscopia RAMAN (um método que usa a luz para detectar informações químicas e estruturais de materiais) combinada com técnicas de aprendizado de máquina para verificar como a matéria orgânica interage com minerais, porosidade e outras características em rochas sedimentares.
- Desenvolvimento e implementação de tecnologias e práticas inovadoras que contribuam para **aumentar a eficiência e a segurança operacional** nas atividades de desenvolvimento e operação da produção, tais como: i) uso de *Digital Twins* para extensão da vida útil e gerenciamento da integridade de sistemas submarinos; ii) automação do cálculo do índice de integridade do revestimento para plataformas *offshore*, com base no projeto ALGO 360, que usa imagens de 360° de plataformas para reconstrução em 3D e detecção de corrosão em oito classes de estruturas; e iii) adoção de técnicas de inspeção mais eficientes sem expor pessoas a riscos, como o uso de drones para tanques de carga, mini-ROVs para tanques de lastro e boroscópios para caixas de mar e entradas.
- Desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas à **transição energética e produtos de baixo carbono**, tais como: i) a conclusão dos testes comerciais para o coprocessamento de etanol no RFCC da Refinaria de Capuava (RECAP) para produzir Hidrocarbonetos Leves de Refinaria de Conteúdo Renovável (RLH); ii) a assinatura do contrato para a construção de uma planta piloto de eletrólise na Usina Vale do Açu (UTE-VLA), um marco estratégico para a produção de hidrogênio renovável por meio da eletrólise da água alimentada por energia solar; e iii) o início dos testes da turbina eólica de 7 MW desenvolvida em parceria com a WEG, representando um avanço significativo na expansão da matriz de energia renovável.

Nossa gestão ativa de portfólio é realizada de forma eficiente, de forma a maximizar ganhos, baseada em um sólido processo de avaliação, otimizando nossos recursos, acelerando as entregas dos projetos, visando sua rápida implementação e mensurando resultados com indicadores de inovação que avaliam a taxa de sucesso dos investimentos em PD&I.

Investimento obrigatório em PD&I

Nosso Estatuto Social exige que pelo menos 0,5% do capital social integralizado seja reservado para despesas de pesquisa e desenvolvimento. Além disso, a obrigação de investir em PD&I também está prevista nos contratos de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e/ou gás natural celebrados entre a ANP e as petrolíferas, com base na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) e no marco regulatório do Pré-sal (Lei nº 12.351/2010). O valor deste investimento obrigatório é determinado de acordo com o contrato de cada regime jurídico-regulatório existente. Contudo, os investimentos no desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras não se limitam ao cumprimento desta obrigação de investir em PD&I.

Para os contratos de concessão, cujo volume de produção envolve o pagamento de uma participação especial, o percentual do investimento obrigatório em PD&I está atrelado à Receita Bruta dos campos (1%). Nos contratos de partilha de produção, o percentual também incide sobre a Receita Bruta total (1%). Para o contrato de Cessão Onerosa, o percentual é de 0,5% do valor da receita bruta de qualquer produção anual.

Em 2024, gastamos US$ 789 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Somos uma das empresas, entre as grandes empresas de óleo e gás, que mais investiu em PD&I nos últimos anos, segundo a Evaluate Energy. Investimos US$ 102 milhões em projetos de PD&I relacionados a soluções de descarbonização e novas energias. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atuação. Atualmente, temos 1.562 pedidos de patentes em análise (698 no Brasil e 864 no exterior) e 1.270 patentes concedidas (686 no Brasil e 584 no exterior), em 48 países. Em 2024, depositamos 352 patentes: 174 no exterior e 178 no Brasil, superando, pelo quarto ano consecutivo, nosso recorde de depósitos em um único ano. À medida que procuramos resultados valiosos em investigação e desenvolvimento, exploramos novas formas de inovar através de tecnologias disruptivas, da transformação digital e do envolvimento de *start-ups*.

Conexões para Inovação

Conexões para Inovação é o nosso programa de inovação aberta, desenvolvido para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor à nossa empresa. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando assim a competitividade e gerando um melhor alinhamento entre as nossas iniciativas tecnológicas e o ecossistema de inovação. O programa conta com sete módulos distintos, Compras Pré-Comerciais, Transferência de Tecnologia, *Startups*, Aquisição de Soluções, Parcerias Tecnológicas, *Open Lab* e Residentes, adaptados para apoiar diferentes tipos de parcerias tecnológicas, bem como diferentes atores do ecossistema de inovação.

Em 2024 o programa de inovação aberta ultrapassou a marca de US$ 480 milhões em parcerias firmadas ao longo dos cinco anos do Conexões para Inovação. O programa tem crescido rapidamente. Só em 2024, foram publicadas mais de 300 oportunidades e foram assinados 250 novos acordos. Isto se deve à priorização estratégica, ao aumento da comunicação e divulgação do programa.



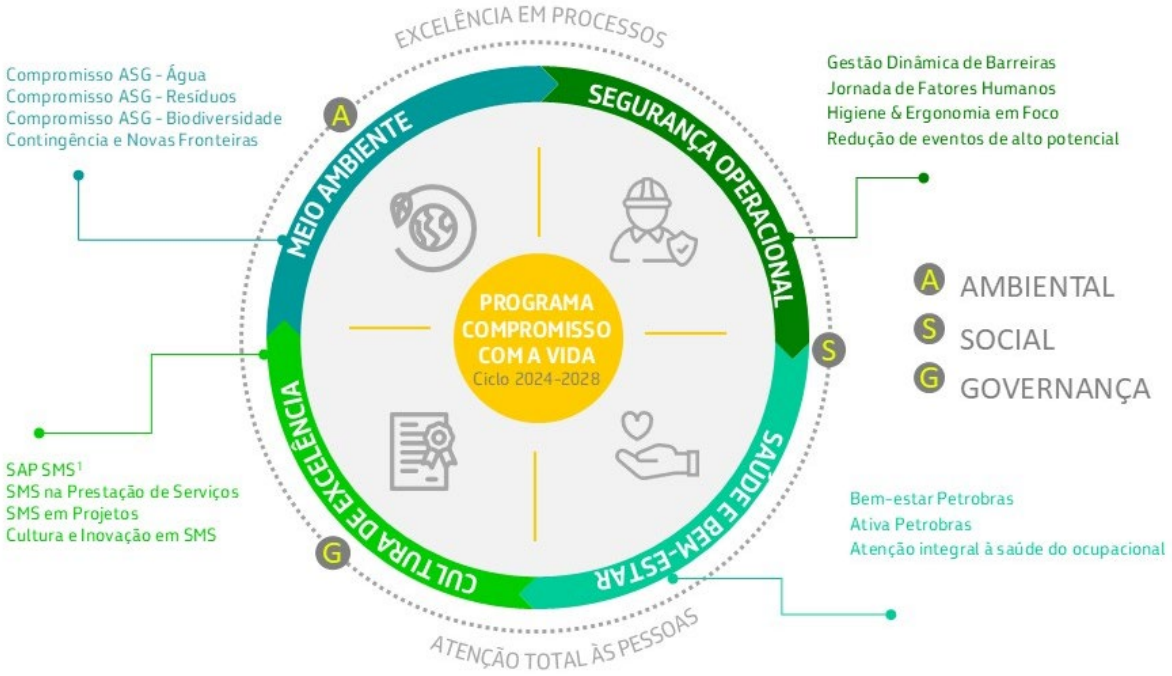
Ambiental, Social e Governança

Ambiental

Cuidar das pessoas e proteger o meio ambiente são duas de nossas metas de ASG e, para alcançá-las, mantemos anualmente um conjunto de iniciativas voltadas à prevenção de acidentes e à preservação da vida e do meio ambiente, alinhadas a um de nossos mais importantes programas de SMS, denominado "Programa Compromisso com a Vida". Esse programa, composto por projetos estruturados por meio da análise crítica da gestão de SMS, tendo como referência as melhores práticas de mercado, busca atingir nossas ambições de zero fatalidades e zero vazamentos, fortalecendo nossas ações com base nos princípios de nossa Política de SMS:

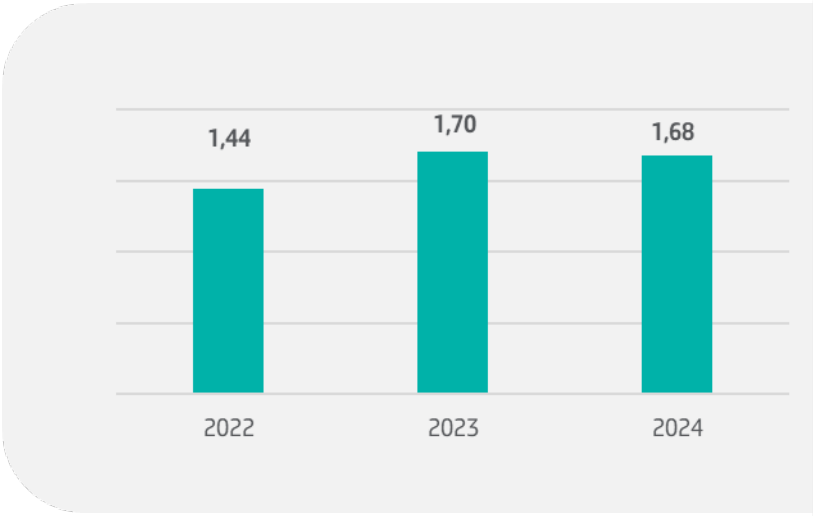
- SMS como valor
- Respeito pela Vida
- Gestão baseada em riscos
- Sustentabilidade empresarial
- Excelência e Transparência no Desempenho

As principais iniciativas do programa para 2024 foram as seguintes:



1) Sistema utilizado para gerenciar riscos relacionados com meio ambiente, saúde e segurança de processos.

INVESTIMENTOS EM SMS (US$ bilhões)



Nossos investimentos em SMS são direcionados às nossas operações, redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso de água e efluentes, reparação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossos dutos e melhoria de nossa capacidade de prevenir e responder a emergências. Além disso, apoiamos diversos projetos socioambientais.

Nosso desenvolvimento de negócios com fornecedores também contém requisitos ambientais de acordo com as melhores práticas na indústria. As empresas contratadas deverão apresentar evidências e certificações relacionadas ao cumprimento das normas de SMS e confirmar que cumprem todos os requisitos, leis, regulamentos e melhores práticas ASG aplicáveis, conforme novos compromissos formalizados em 2024.

Desde 2019, possuímos a "Certificação Empresarial para Padrões de Sustentabilidade" concedida pela ASCM (Association for Supply Chain Management). Essa certificação reconhece a implementação de práticas sustentáveis e a gestão eficiente na cadeia de suprimentos, com ênfase na integração de processos responsáveis em toda a cadeia de valor. Alinhados a esses princípios, temos investido continuamente no desenvolvimento de soluções de sincronização para nossa cadeia de suprimentos de materiais de MRO (Manutenção, Reparo e Operações). Essas iniciativas são aplicadas em todas as áreas de negócios da empresa - Exploração e Produção (E&P), Refino, Unidades de Processamento de Gás Natural e Usinas Termelétricas - com o objetivo de garantir os níveis de serviço exigidos e, ao mesmo tempo, reduzir a imobilização de caixa e as emissões de CO_2, contribuindo assim para um modelo de negócios mais sustentável e eficiente.

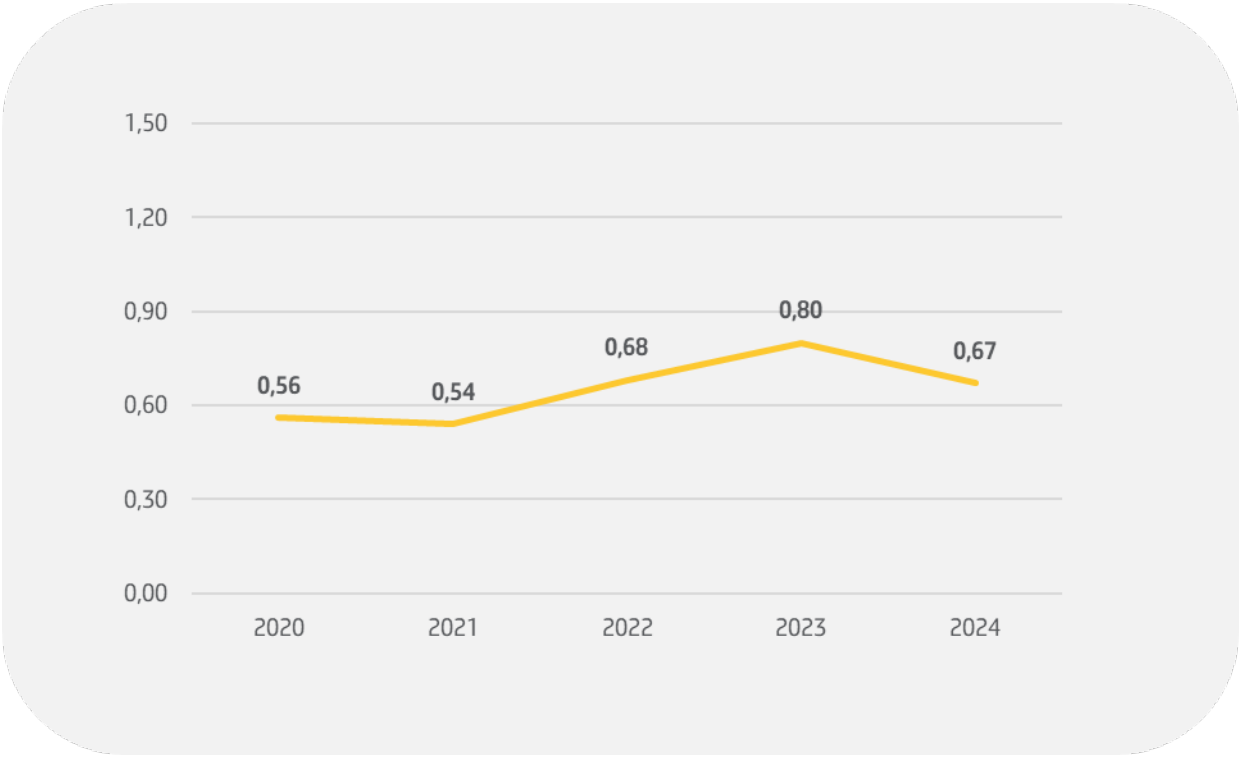
Taxa de Acidentados Registráveis

Cuidar das pessoas é um de nossos valores. Nosso objetivo é operar dentro dos melhores padrões de segurança globais. Uma de nossas principais métricas é a Taxa de Acidentados Registráveis (TAR) abaixo de 0,7.

Dentro de um processo evolutivo e de melhoria contínua, a TAR da Petrobras – que até 2015 estava acima de 2,0 – tem, nos últimos três anos, se consolidado próximo a 0,7. A série histórica demonstra que a indústria de óleo e gás, juntamente com a Petrobras, vem reduzindo essas taxas nas últimas décadas, tendo alcançado o melhor resultado histórico, no biênio 2020-2021, durante o período da pandemia do COVID-19. Com a retomada plena das atividades em 2022, observa-se um retorno aos níveis de 2019, não apenas na Petrobras, mas em toda a indústria. Monitoramos mensalmente os indicadores críticos de processo em nossas reuniões de análise crítica, notadamente nossas principais métricas, como a TAR.

Em 2024, atingimos uma TAR de 0,67, representando uma redução de 16% em relação a 2023 (0,80), também abaixo da média de 2021-2023 (0,71). De acordo com os mecanismos de gerenciamento existentes, implementamos iniciativas para aprimorar nossos padrões de segurança. Uma análise crítica da TAR nos permite desenvolver ações estratégicas para 2025, com foco na redução de incidentes graves, em linha com a ambição de ZERO fatalidades.

TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR



Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, infelizmente registramos quatro fatalidades envolvendo funcionários contratados em 2024 (em comparação com duas fatalidades em 2023). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados para identificar suas causas e tomar medidas preventivas e corretivas. Essas ações são regularmente monitoradas após serem adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas para toda a empresa para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de ocorrerem eventos semelhantes em suas próprias operações.

Impactos Ambientais

PRINCIPAIS IMPACTOS



Em 2024, tivemos despesas de US$ 897 milhões em projetos ambientais, em comparação com US$ 1.072 milhões em 2023 e US$ 810 milhões em 2022. Esses projetos ambientais continuam principalmente incluindo ações direcionadas à redução de emissões e resíduos de processos industriais, gerenciamento de efluentes, promoção do uso racional e reutilização da água, gestão de riscos e impactos sobre a biodiversidade, remediação de áreas contaminadas, recuperação de áreas degradadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de dutos e melhoria da capacidade de resposta a emergências e segurança de nossas operações.

Para obter mais informações sobre nossa estratégia e metas de ASG, consulte o “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029” neste relatório anual.

Vazamentos e Planos de Remediação Ambiental

Estamos constantemente buscando melhorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos de óleo, os quais são estruturados nos níveis local, regional e corporativo.

Em 2024, reduzimos substancialmente o volume de vazamentos relevantes de óleo e derivados de petróleo, registrando 12 vazamentos superiores a um barril, o que levou nosso indicador VAZO a atingir um valor de 14 m³, representando uma redução de 18% em comparação com o resultado de 2023 (17 m³). As causas dos eventos foram analisadas e as lições foram incorporadas aos nossos processos. Nosso resultado de 2024 é significativamente inferior à média dos resultados de nosso Grupo de Referência em 2023(1), de 534 m³.

(1) Dados sobre vazamentos consultados em relatórios de sustentabilidade ou similares publicados por empresas que compõem nosso grupo de referência (BP, Chevron, Shell, Total, Exxon Mobil e Equinor).

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de contingência detalhados de resposta e remediação a serem implementados no caso de um derramamento de óleo ou vazamento de nossas operações marítimas. O IBAMA audita, aprova e autoriza a execução desses

programas. Para responder a esses eventos, temos embarcações dedicadas à recuperação de vazamentos de óleo totalmente equipadas para controle de vazamentos de óleo e combate a incêndios.

Também temos a estrutura de centros de defesa ambiental, localizados em áreas estratégicas para garantir uma resposta rápida e coordenada em caso de vazamentos de óleo em terra ou no mar. Esses centros têm disponíveis barcos adicionais de apoio e recuperação para combater derramamentos e vazamentos de óleo no mar, barreiras de contenção, barreiras absorventes e dispersantes de óleo, entre outros recursos.

Temos aproximadamente 290 trabalhadores treinados disponíveis para responder a vazamentos de óleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores adicionais treinados para limpeza de praias em curto prazo a partir de um grande grupo de agentes ambientais treinados no país. Embora esses trabalhadores estejam localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo no mar fora do Brasil.

Desde 2012, somos membros da OSRL, uma organização internacional que reúne mais de 164 empresas, incluindo grandes empresas petrolíferas, nacionais e independentes, empresas relacionadas à energia, bem como outras empresas que operam em diferentes partes da cadeia de suprimentos de petróleo. A OSRL participa da Global Response Network, uma organização composta por várias outras empresas dedicadas ao combate de vazamentos de óleo. Como membro da OSRL, temos acesso a todos os recursos disponíveis através dessa rede e também assinamos seus Serviços de Intervenção em Poços Submarinos, que oferecem uma rápida implementação internacional de equipamentos de limitação e contenção prontos para resposta. Os equipamentos de nivelamento são armazenados e mantidos em bases em todo o mundo, incluindo o Brasil.

Em 2024, realizamos 16 simulações de emergência de alta complexidade e milhares de simulações de baixa e média complexidade.

Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para abordar as preocupações de SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS em projetos de capital e operações.

Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas à mudança climática são apoiadas por três pilares:

1	2	3
Transparência e Gestão de Carbono	**Competitividade do Óleo e Gás**	**Negócios de baixo carbono, Escopo 3 e Transição Justa**
Governança em informações, processos e decisões	**Robustez e Valor do portfólio de fósseis em face à transição**	**Exposição do portfólio ao carbono**
Nossa governança focada na gestão de riscos das mudanças climáticas e transição energética é estruturada de forma a abordar essas questões em todos os níveis da empresa, incluindo a alta administração. Nos esforçamos para garantir que os riscos e oportunidades das mudanças climáticas sejam adequadamente capturados em nossos cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas, buscando a sustentabilidade dos negócios e a criação de valor para todos os *stakeholders*. A remuneração variável de todos os empregados da empresa incorpora o desempenho vinculado aos compromissos de intensidade de carbono em nossas operações, promovendo o engajamento dos empregados na obtenção dos resultados esperados. Seguimos as recomendações do TCFD para divulgações relacionadas ao clima, promovendo transparência de carbono para todos os *stakeholders*. Nosso inventário tem sido publicado voluntariamente desde 2002 e verificado anualmente por terceiros desde 2003, o que representa nosso pioneirismo no gerenciamento de GEE.	Em nossa compreensão, as empresas se tornarão mais competitivas no mercado de longo prazo quanto mais puderem produzir a baixos custos e com emissões de gases de efeito estufa (GEE) menores, prosperando em cenários de baixos preços do petróleo, precificação de carbono e possíveis práticas de diferenciação de petróleo com base na intensidade das emissões de GEE na produção. Nosso objetivo é manter nossas operações em uma trajetória de emissões decrescentes, com menor intensidade de carbono do que outras empresas, garantindo a competitividade de nosso petróleo nos mercados mundiais em um cenário de desaceleração e subsequente contração na demanda. Nosso foco é continuar fornecendo óleo e gás de forma competitiva e ambientalmente responsável, para atender à demanda persistente por óleo compatível com os objetivos do Acordo de Paris.	Reconhecemos que os objetivos do Acordo de Paris exigem reduções significativas nas emissões de gases de efeito estufa e mudanças no fornecimento de energia. Nossos cenários indicam uma transição energética inequívoca, embora em um ritmo incerto. Acreditamos que equilibrar o foco nas atividades de óleo e gás com a diversificação do portfólio em negócios de baixo carbono é o caminho mais eficaz para uma transição justa.

Todos os nossos projetos devem ser lucrativos em nosso cenário, que prevê uma transição energética acelerada com uma redução significativa no preço dos combustíveis fósseis, assumindo um valor do petróleo bruto de US$ 45 por barril a longo prazo.

Conforme descrito na seção "Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029" deste relatório, descrevemos os mesmos seis compromissos relacionados às emissões de carbono encontrados em nosso plano anterior.

Nossas ambições associadas à redução da pegada de carbono incluem a busca da neutralidade das emissões operacionais até 2050, alcançando a ambição "*Near Zero Methane 2030*" alinhada com as melhores práticas do setor e alcançando um crescimento líquido neutro das emissões operacionais até 2030, mantendo os níveis de emissão de 2022 (uma redução de 40% desde 2015), ao mesmo tempo em que consideramos o aumento da produção e das atividades planejadas no Plano de Negócios 2025-29.

Estamos empenhados em continuar a melhorar a eficiência das emissões de GEE das nossas atividades de E&P.

Em projetos de óleo e gás, os campos amadurecem naturalmente com o tempo, levando a um aumento progressivo na produção de água e na demanda de energia, bem como a um declínio nas taxas de produção de petróleo. Consequentemente, à medida que as taxas de produção diminuem, há uma tendência natural de que a intensidade das atividades de E&P aumente ao longo do tempo. Para minimizar esse aumento, implementamos medidas para (i) otimizar o uso de energia e reduzir as perdas nas operações existentes; (ii) incorporar tecnologias de baixo carbono em novos projetos; e (iii) estudar e implementar soluções de descarbonização disruptivas de longo prazo. Para mais informações sobre nossos compromissos ASG e investimentos em descarbonização, consulte a seção “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029” deste relatório.

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

- Total de emissões de GEE de 47 milhões de tCO_2e, cerca de 2% maior do que no ano anterior, mas menor do que o alcançado nos anos de 2022 a 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 14,8 $kgCO_2e/boe$(1), abaixo do compromisso de 15 $kgCO_2e/boe$ a ser alcançado até 2025;
- Intensidade de carbono em Refino de 36,2 $kgCO_2e/CWT$[(2)], menor resultado histórico; e
- Intensidade de metano em E&P de 0,20 tCH_4/mil tHC, uma redução de 0,02 tCH_4/mil tHC em comparação com 2023.

(1) O indicador kg CO_2e / boe considera a produção bruta de petróleo e gás (na “cabeça do poço”) em seu denominador.
(2) O indicador kg CO_2e/CWT utiliza a metodologia CWT (*Complexity Weighted Tone*), desenvolvida pela Solomon Associates e pela CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe - a associação das empresas europeias de refino e distribuição de petróleo e gás) especificamente para a indústria europeia de refino de petróleo, e foi adoptada pelo Sistema Europeu de Comércio de Licenças de Emissão (EU Emissions Trading System, EU ETS) na definição dos objetivos de redução de GEE do sector. O CWT (*Complexity Weighted Tonne*) considera tanto o efeito da carga processada quanto a complexidade de cada refinaria, permitindo a comparação do potencial de emissão de GEE entre refinarias com diferentes perfis e tamanhos.

Os fatores que impulsionaram os resultados das emissões de GEE em 2024 foram o ganho de eficiência e as ações de redução de perdas implementadas nos segmentos operacionais, que ajudaram a mitigar o aumento das emissões resultante do comissionamento de novos ativos.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 84% das emissões das atividades que operamos em 2024.

Estamos expandindo nossa oferta de produtos de baixo carbono. Em 2024, atingimos o marco de 100.000 m^3 de vendas de Diesel R com conteúdo renovável (R5), evitando a emissão de aproximadamente 10.000

toneladas de CO_2. Também registramos um aumento de 27% nas vendas de Gasolina Pódio Carbono Neutro em comparação com 2023, com 225.000 toneladas de CO_2 neutralizadas por créditos de carbono.

Em 2024, firmamos um acordo com a Gerdau para promover estudos de negócios de baixo carbono, explorar oportunidades comerciais e uma potencial parceria alinhada com as estratégias de diversificação e descarbonização de ambas as empresas.

Nós colaboramos com iniciativas de desenvolvimento climático e continuamos a parceria com outras empresas e a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na Iniciativa Climática do Óleo e Gás, nosso apoio à iniciativa "*Zero Routine Flaring by 2030*" do Banco Mundial, que é um dos nossos compromissos de sustentabilidade, e nossa adesão ao Parceria de Metano no Óleo e Gás 2.0 (OGMP) e à Carta de Descarbonização do Óleo e Gás, uma iniciativa lançada na COP28.

Além disso, ressaltamos que nosso Caderno sobre Mudanças Climáticas está disponível em nosso site no endereço **www.petrobras.com.br/rir**, o qual detalha nossas contribuições para a redução da intensidade de carbono de nossa oferta de energia e como buscamos manter nossa competitividade em um contexto em constante evolução.

Responsabilidade Social

Direitos Humanos

Compromissos e iniciativas corporativas

Um compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade de nosso negócio. Vários documentos e iniciativas nos países em que operamos direcionam nossa abordagem aos direitos humanos, conforme segue:

- **Código de Conduta Ética:** aborda questões como respeito à diversidade, igualdade de oportunidades, relações trabalhistas justas e proteção dos direitos humanos, garantia de saúde e segurança para os trabalhadores e o direito à livre associação.
- **Guia de Conduta Ética para Fornecedores:** reforça que nossos fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para seus funcionários e combater o trabalho infantil e o trabalho escravo, além de promover a diversidade, igualdade de gênero e racial, bem como a inclusão de pessoas com deficiência.
- **Diretrizes de Direitos Humanos:** direcionam nossas ações em relação ao respeito aos direitos humanos em todas as atividades e regiões onde atuamos e ao longo do ciclo de vida de nossos projetos e operações. Nossas operações de direitos humanos seguem os Princípios Orientadores das Nações Unidas sobre Empresas e Direitos Humanos e estão estruturadas ao longo de quatro eixos: Gestão de Pessoas, Relações com a Comunidade, Engajamento com a Cadeia de Fornecedores e Parceiros, e *Due Diligence* em Direitos Humanos. Cada eixo descreve os processos pelos quais visamos garantir a incorporação do respeito aos direitos humanos em todas as áreas de nosso negócio e em nossas relações com nossos *stakeholders*, bem como a identificação de potenciais riscos de violações dos direitos humanos relacionados às operações, produtos ou serviços que fornecemos, além de remediar quaisquer impactos que causemos.
- **Política de Diversidade, Equidade e Inclusão:** um conjunto de princípios e diretrizes que apoiam e impulsionam o processo de tomada de decisão e orientam comportamentos em relação à diversidade, equidade e inclusão.
- **Política de Inteligência de Proteção e Segurança Corporativa:** de acordo com nossa política, as ações de inteligência de proteção e segurança corporativa são realizadas conforme a legislação em vigor e o respeito aos direitos humanos, em conformidade com requisitos legais externos e internos, bem como com recomendações relevantes e normas técnicas.
- **Política de Recursos Humanos:** estabelece que devemos fornecer aos empregados um bom ambiente de trabalho que promova a diversidade e relacionamentos baseados na confiança e no respeito, sem tolerar qualquer forma de assédio ou discriminação.
- **Política de Responsabilidade Social:** busca prevenir e mitigar impactos negativos em nossas atividades diretas, cadeia de suprimentos e parcerias. Ela se baseia no nosso respeito pelos direitos humanos e busca combater a discriminação em todas as suas formas, estabelecendo padrões relacionados à gestão de riscos sociais, relações comunitárias e investimento social presentes nas diretrizes relacionadas a esses temas.

- **Diretriz de Prevenção e Combate à Discriminação, Assédio Moral e Violência Sexual:** fornece os passos para a empresa prevenir e combater a discriminação, o assédio moral e a violência sexual em todos os locais onde opera ao longo do ciclo de seus projetos, operações e relacionamentos profissionais.
- **Acordo de Cooperação Técnica em Direitos Humanos:** celebramos um Acordo de Cooperação Técnica em Direitos Humanos com o Ministério dos Direitos Humanos e da Cidadania. O documento é composto por cerca de vinte ações que reforçam as políticas de direitos humanos não apenas dentro da empresa, mas em toda a sociedade brasileira.
- **Ouvidoria-geral:** disponibilizamos canais de contato direto para o registro de consultas e reclamações, como o Fale Conosco e um e-mail institucional direcionado às equipes de responsabilidade social que atendem às unidades de negócios. No que diz respeito às reclamações das comunidades presentes na área de cobertura, os registros são feitos por meio do serviço de atendimento ao cliente (SAC) e da Ouvidora-geral.
- **Políticas de Segurança, Saúde e Meio Ambiente:** para reduzir os riscos para a saúde humana e para o meio ambiente, nossas operações possuem planos de ação e simulados de emergência, e nossa equipe passa por cursos de treinamento frequentes. Além disso, patrocinamos uma série de projetos ambientais com o objetivo de mitigar as emissões de carbono, proteger ambientes e espécies ameaçadas, e conservar a biodiversidade.
- **Governança de Direitos Humanos:** em janeiro de 2021, estabelecemos a Comissão de Direitos Humanos da Petrobras, responsável por gerenciar, de forma integrada e abrangente em todo o negócio, a implementação da agenda de direitos humanos estabelecida pelas Diretrizes de Direitos Humanos da Petrobras.
- **Diretrizes para Remoção e Reassentamento de Comunidades:** para gerenciar e mitigar o possível impacto dos processos de reassentamento, estabelecemos uma abordagem corporativa que abrange todas as nossas unidades. Nesta abordagem, definimos diretrizes para a remoção e reassentamento de indivíduos ou comunidades afetadas por nossos projetos e/ou atividades.
- **Política de Comunicação e Relacionamento:** temos o compromisso de estabelecer relacionamentos com nossas partes interessadas com base no respeito, na transparência, na confiança e na integridade. Nós nos comunicamos de forma transparente, verdadeira, oportuna e consistente com nossos valores e estratégias.
- **Diretriz para o Relacionamento com Povos Indígenas e Comunidades Tradicionais:** lançada em 2024, reforça o respeito aos direitos dos povos indígenas e comunidades tradicionais, em especial: o direito à autodeterminação; o direito às suas terras, independentemente do status de reconhecimento oficial; o direito ao uso e manuseio da terra e dos recursos naturais; e o direito à identidade cultural, incluindo suas diferentes formas de organização social e seus princípios e valores culturais.

Nossos compromissos com o respeito e a defesa dos direitos humanos também são evidentes por meio de iniciativas, nos países em que operamos, em prol da equidade de gênero, igualdade racial e proteção da primeira infância, por exemplo. Abaixo, destacamos nosso compromisso com algumas das principais iniciativas de direitos humanos às quais aderimos:

- Pacto Global das Nações Unidas
- Pacto pela Diversidade, Equidade e Inclusão das Empresas Estatais Federais
- Fórum de Empresas e Direitos LGBTI+

- Comitê Permanente de Gênero, Raça e Outras Diversidades do Ministério de Minas e Energia e Entidades Afiliadas.
- Princípio de Empoderamento das Mulheres
- Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo - InPacto
- Iniciativa Empresarial pela Igualdade Racial
- Carta Aberta "Empresas pelos Direitos Humanos"
- Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça, do Governo federal
- Declaração Empresarial Contra a Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes
- Rede Nacional da Primeira Infância
- Iniciativa Brasil Sem Misoginia
- Iniciativa Feminicídio Zero

Nossa **Comissão de Direitos Humanos**, estabelecida em 2021, é responsável por implementar a agenda de direitos humanos estabelecida por nossas Diretrizes de Direitos Humanos, garantindo que essa agenda seja ampla e transversalmente integrada em nosso negócio nos países em que operamos. A comissão é composta por 35 de nossas áreas de gestão executiva, nove áreas de gestão geral e duas subsidiárias (Transpetro e PBIO) e 110 membros, previamente indicados pelo respectivo gerente executivo, e é dividida em três subcomissões:

- Treinamento em Direitos Humanos
- Diversidade, Equidade e Inclusão
- *Due Diligence* em Direitos Humanos

Temos um plano de ação de direitos humanos, revisado em 2024, com 59 ações a serem desenvolvidas até 2026. Nosso plano de ação é periodicamente monitorado pelo comitê de SMS do Conselho de Administração.

Também em 2024, nossa Comissão de Direitos Humanos passou por uma revisão de suas regras de governança e melhorou a representação das áreas da empresa e das subsidiárias que compõem o grupo e seus respectivos membros.

Com o objetivo de fortalecer nossa estrutura interna de direitos humanos, temos uma equipe dedicada a gerenciar o processo de direitos humanos na empresa, garantindo a incorporação do respeito aos direitos humanos em toda a empresa, inclusive em nossos relacionamentos com as partes interessadas, bem como sua integração ampla e transversal aos negócios da empresa. Ele possui os seguintes objetivos estratégicos:

- coordenar a Comissão de Direitos Humanos da Petrobras
- orientar o desenvolvimento de compromissos e requisitos de direitos humanos na cadeia de suprimentos
- coordenar o gerenciamento do risco social em todo o ciclo de vida dos projetos e operações
- gerenciar a implementação da *due diligence* em direitos humanos nas operações
- coordenar estratégias para a proteção e promoção dos direitos de grupos vulneráveis e povos tradicionais nas práticas, processos e projetos estratégicos da Petrobras
- fortalecer a cultura de respeito aos direitos humanos dentro da empresa
- coordenar estratégias relacionadas ao respeito aos direitos humanos na transição energética justa

Essas ações estão alinhadas com nosso objetivo de construir ambientes de trabalho cada vez melhores, mais justos, diversos e inovadores, e melhorar nossa gestão do processo de direitos humanos, garantindo que o respeito aos direitos humanos seja incorporado em todas as áreas e relações com nossos *stakeholders*, bem como sua ampla e transversal integração em nossos negócios.

Nesse sentido, desde maio de 2024, assinamos trinta termos de cooperação tecnológica com cláusulas de diversidade, com universidades públicas e privadas, buscando atingir pelo menos 20% de participação de mulheres, negros e pessoas com deficiência em equipes de projetos de pesquisa nas áreas STEM (*Science, Technology, Engineering and Maths*).

Desde 2022, realizamos iniciativas de treinamento relacionadas aos direitos humanos. Em 2024, o treinamento remoto Direitos Humanos e Negócios – Um Olhar para a Petrobras, ofereceu treinamento voltado para os empregados sobre direitos humanos e sua importância para a sociedade e o planejamento estratégico das empresas, além de abordar como temos avançado em ações que visam respeitar esses direitos no desenvolvimento de todas as nossas atividades. Esse mesmo treinamento foi adaptado aos prestadores de serviços e às empresas nas quais temos participação direta ou indireta e continuará a ser aplicado em 2025.

Também, em 2023, lançamos o curso e-learning sobre "Prevenção e Combate à Discriminação, ao Assédio Moral e à Violência Sexual". O treinamento fornece definições e reflexões sobre os vários tipos de violência no local de trabalho, bem como informações sobre os mecanismos que a empresa possui para lidar com casos de discriminação, assédio e violência sexual. Além disso, o treinamento oferece orientação sobre como proceder se um empregado tiver uma experiência ou conhecimento de tal ocorrência.

Em 2024, toda a nossa equipe de liderança foi treinada em equidade racial, com especialistas renomados falando com nossos gerentes, desde o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva até os cargos de gerência de nível básico em toda a empresa.

PROJETO PILOTO DE *DUE DILIGENCE* EM DIREITOS HUMANOS

Em 2024, demos continuidade ao projeto piloto de implementação da *due diligence* integrada de direitos humanos na Petrobras, processo que se baseia nas diretrizes dos Princípios Orientadores da ONU, publicados em 2011. O projeto está sendo implementado em cinco operações, como um piloto em parceria com uma consultoria externa especializada.

A primeira fase do projeto piloto incluiu a Refinaria Henrique Lage (Revap), em São Paulo; a Unidade de Operações Bacia de Campos (UO-BC), no Rio de Janeiro; e a LUBNOR, no estado do Ceará. A segunda fase foi realizada na Unidade Operacional Bacia do Espírito Santo (UO-ES), no Espírito Santo, e no Projeto Gasoduto Rota 2, no Rio de Janeiro. O projeto piloto proporcionou experiências de aprendizado e insumos essenciais para o desenvolvimento de padrões de execução que nos ajudarão em futuras aplicações de *due diligence* em direitos humanos em nossas operações.

A partir de 2025, o projeto será ampliado para atingir a meta do Plano Estratégico de realizar a devida diligência em direitos humanos em 100% de nossas próprias operações de E&P e de refino.

Programas Corporativos

PROGRAMA PETROBRAS DE COMBATE À VIOLÊNCIA SEXUAL E NO TRABALHO

Em 2024, o Programa Petrobras contra a Violência Sexual incorporou outras formas de violência no local de trabalho, e o nome foi alterado para "Programa Petrobras contra a Violência Sexual e no Local de Trabalho". Agora, o programa centraliza e monitora a implementação de ações em andamento ou planejadas para combater a violência sexual e no local de trabalho, a fim de proporcionar um ambiente de trabalho diversificado, respeitoso e seguro, livre de qualquer tipo de violência.

PROGRAMAS DE MENTORIA CORPORATIVA PARA MULHERES E NEGROS

Em 2024, continuamos implementando com sucesso programas voltados para nossa força de trabalho no Brasil. Concluímos com sucesso a terceira edição do Programa de Mentoria de Liderança Feminina, com o objetivo de capacitar mais mulheres a assumirem cargos de liderança. Essa edição ofereceu oportunidades para 60 pares mentor-mentorado em nossa empresa, com foco especial nas áreas operacionais. O programa busca expandir e fortalecer a representação feminina em diferentes setores de nossos negócios, promovendo um ambiente de apoio onde as participantes podem desenvolver habilidades essenciais, trocar conhecimentos e construir redes profissionais duradouras.

Em julho de 2024, foi lançado o Programa de Mentoria Petrobras Negritudes, uma iniciativa voltada para o desenvolvimento de líderes negros, tanto homens quanto mulheres, atualmente em posições de liderança, bem como aqueles que aspiram a esses papéis no futuro. O programa envolve a participação de 40 pares de mentores e mentorados, incluindo pessoas com deficiência (PWDs), e tem como objetivo acelerar o crescimento profissional dos mentorados, oferecendo reuniões com mentores e um caminho de treinamento personalizado.

PROGRAMA DE EQUIDADE RACIAL

Preparado por um grupo de trabalho composto por colegas negros representando diversos departamentos corporativos, nosso programa de equidade racial no Brasil tem como objetivo promover a equidade racial, visando construir um ambiente de trabalho mais diversificado, livre de discriminação e acolhedor. Um de seus principais objetivos já está detalhado no Plano Estratégico, que prevê uma meta de 25% de negros na liderança até 2029.

Direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos

Temos o compromisso de garantir que todos os nossos fornecedores relevantes sejam devidamente treinados em integridade e/ou privacidade, além de realizar a *Due Diligence* de Direitos Humanos para todos os fornecedores relevantes até 2030. Para reforçar nosso compromisso com o tópico de direitos humanos, em outubro de 2023, os temas de Direitos Humanos e Proteção de Dados Pessoais foram incorporados ao Questionário de *Due Diligence* de Integridade. As informações coletadas sobre esses tópicos estão sendo usadas para medidas preventivas em nossa cadeia de suprimentos.

Para mitigar o risco de trabalho degradante em nossa cadeia de suprimentos, nosso modelo contratual padrão inclui disposições que exigem o cumprimento das normas trabalhistas estabelecidas pela legislação brasileira atual. O não cumprimento dessa cláusula nos dá o direito de rescindir o contrato com o fornecedor. Além disso, nossos contratos incluem cláusulas que proíbem o uso de trabalho infantil ou análogo ao escravo em todas as atividades relacionadas à execução do contrato. Essa exigência também está incluída no Guia de Conduta Ética para Fornecedores, que estende esse compromisso aos subcontratados de nossos fornecedores.

Além disso, a partir de 2024, passamos a incluir a Cláusula de Direitos Humanos nos contratos de prestação de serviços, como resultado de um esforço colaborativo de diversas áreas da empresa e com base em premissas estratégicas, como o fortalecimento da diversidade e a prevenção de riscos relacionados a direitos humanos.

Relacionamento com a Comunidade

Estamos comprometidos em manter um relacionamento de longo prazo com as comunidades baseado em diálogo e transparência. Para alcançar isso, buscamos compreender a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde operamos e desenvolvemos planos de relacionamento que são constantemente monitorados e avaliados.

Promovemos colaborações para fortalecer laços, promover redes de contatos e gerar benefícios mútuos, respeitando os direitos sociais, ambientais, territoriais e culturais das comunidades. Promovemos comitês, reuniões, palestras, visitas e investimentos em programas e projetos socioambientais, que estejam alinhados aos objetivos do nosso negócio e contribuam para a conservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos.

Em 2024, nossas atividades de relacionamento comunitário realizaram 953 interações comunitárias voluntárias, incluindo reuniões com líderes comunitários por meio de comitês comunitários, além de visitas e eventos. Além disso, retomamos as atividades presenciais em tempo integral e a tecnologia permitiu maior interação com os membros da comunidade.

Realizamos avaliações de risco social para identificar e mitigar potenciais impactos prejudiciais aos direitos humanos nas comunidades ou nas atividades da cadeia de abastecimento. Estas avaliações são consideradas no nosso processo de tomada de decisão no que diz respeito a projetos de investimento e conduzem a recomendações como a revisão dos planos de resposta a emergências através da lente das relações comunitárias, monitorização de incidentes e reclamações comunitárias, divulgação de projetos e atividades operacionais, e a inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de prestação de serviços. Em 2024, foram necessárias 23 novas avaliações de risco para apoiar projetos que passassem por procedimentos formais de planejamento.

Programa Petrobras Socioambiental e outras contribuições

Também fortalecemos nosso trabalho com comunidades, organizações da sociedade civil, setor público e universidades por meio do **Programa Petrobras Socioambiental**. O programa está alinhado à nossa política de responsabilidade social, que tem como uma de suas diretrizes o desenvolvimento de iniciativas socioambientais duradouras, alinhadas aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 das Nações Unidas.

Estas iniciativas visam promover o desenvolvimento das diferentes regiões, melhorar a qualidade de vida das comunidades e contribuir para a recuperação e conservação da natureza. Isto é feito considerando as expectativas dos *stakeholders* e a contribuição para o nosso negócio, com foco prioritário nas áreas onde atuamos.

Em 2024, concluímos a maior seleção pública de projetos do Programa Petrobras Socioambiental, com um investimento estimado em US$ 82,8 milhões. Os projetos ambientais selecionados abordam soluções para questões como prevenção de lixo marinho, restauração e conservação de florestas e proteção de espécies ameaçadas de extinção. Os projetos sociais se concentrarão no fortalecimento do sistema de garantia dos direitos da criança e do adolescente, na inclusão profissional digna, na geração de renda por meio do empreendedorismo, nos esforços para superar a falta de moradia e no fortalecimento de associações, cooperativas e outras organizações coletivas. Todos os projetos também enfatizam a promoção da justiça ambiental, o combate ao racismo, a garantia da igualdade racial e o enfrentamento do preconceito.

Além do Programa Petrobras Socioambiental, em 2024 contribuímos para outras iniciativas socioambientais não contempladas pelo programa, como as destacadas a seguir:

- firmamos uma parceria com o SESI-SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial para implementar o "**Programa Autonomia e Renda Petrobras**". Essa iniciativa visa qualificar pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica e/ou desemprego que moram em áreas próximas às nossas operações, ampliando as oportunidades de emprego no setor de óleo e gás. Cerca de 20.000 oportunidades de treinamento serão oferecidas em vários cursos, priorizando grupos subrepresentados, incluindo mulheres, negros e pardos, transgêneros, pessoas com deficiência, povos indígenas, comunidades quilombolas e refugiados. Por meio do programa, buscamos contribuir para a inclusão de mão de obra local em nossa cadeia de suprimentos durante as paradas de manutenção nas unidades operacionais e nos projetos de investimento delineados em nosso Plano Estratégico. No segundo semestre de 2024, foram oferecidas mais de 1.100 oportunidades em 17 cursos de sete estados (ES, MG, PE, PR, RJ, RS e SP) abrangidos pelo programa.
- com o objetivo de expandir nossos investimentos em um portfólio mais diversificado de projetos baseados em soluções baseadas na natureza, fortalecemos nossa parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por meio da iniciativa de matchfunding Floresta Viva. Essa iniciativa visa fornecer apoio financeiro conjunto de US$ 21,9 milhões em um período de sete anos para projetos de reflorestamento envolvendo espécies nativas nos biomas brasileiros, gerando benefícios sociais e ambientais. Gerenciados pelo Fundo Brasileiro para a Diversidade (FUNBIO), esses fundos estão sendo alocados para projetos selecionados por meio de duas chamadas de propostas: "Manguezais do Brasil" e 'Corredores de Biodiversidade', abrangendo os biomas Cerrado e Pantanal. No total, a iniciativa visa restaurar 4.200 hectares por meio dos esforços das organizações da sociedade civil apoiadas. Em 2024, assinamos um memorando de entendimento com o BNDES para atuação conjunta no **Programa Restaura Amazônia**, segundo o qual as partes investirão US$ 18,6 milhões nos próximos cinco anos em projetos de reflorestamento envolvendo espécies nativas na região amazônica.
- criamos o **Fundo Petrobras Bioeconomia**, que será gerido pelo Régia Capital, uma plataforma de investimentos sustentáveis criada pela JGP Gestão de Recursos Ltda. e pela BB Asset. Para o seu lançamento, alocamos um aporte inicial de US$ 9,3 milhões, complementado por outros US$ 9,3 milhões da Régia Capital. O fundo tem como objetivo apoiar projetos socioambientais, transformando-os em negócios sustentáveis capazes de preservar o capital investido e gerar renda para as comunidades envolvidas. O processo de seleção de projetos se concentrará na promoção da bioeconomia por meio de um modelo de desenvolvimento sustentável, enfatizando soluções baseadas na natureza que promovam a restauração e a conservação dos biomas brasileiros. O objetivo é mitigar as mudanças climáticas e a perda de biodiversidade e, ao mesmo tempo, gerar benefícios socioambientais e econômicos para as comunidades locais, respeitando seus direitos territoriais, culturais e de autodeterminação. Essa iniciativa representa mais um passo em direção à expansão e diversificação de nossos investimentos socioambientais voluntários, com foco na escalabilidade por meio da combinação potencial de recursos com coinvestidores, aumentando assim os benefícios para as comunidades locais e o meio ambiente.
- lançamos um processo conjunto com o BNDES chamado **Sertão + Produtivo**, focado na seleção de 10 projetos sociais para atuação em todos os estados do semiárido brasileiro. As duas empresas investirão conjuntamente US$ 18,6 milhões nos próximos cinco anos, em projetos que contribuam para o fortalecimento e a estruturação de associações e cooperativas de agricultores familiares, a produção de alimentos saudáveis e a redução da insegurança alimentar, além da geração de renda para pessoas socialmente vulneráveis.

Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas que contribuam para a solução de problemas sociais e ambientais, gerando oportunidades de atuação em conjunto com nossos *stakeholders* e clientes. Assim, para aumentar nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, em 2024, destinamos US$ 5,4 milhões em doações financeiras, para ações emergenciais de apoio a pessoas em situação de vulnerabilidade social, decorrentes ou causadas pela emergência climática no estado do Rio Grande do Sul. Essas doações foram feitas de acordo com nosso regulamento interno.

Anualmente, reportamos nossas ações relacionadas à sustentabilidade e aos direitos humanos no **Relatório de Sustentabilidade** e no **Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa**. Em nosso Relatório de Sustentabilidade correlacionamos os indicadores e ações reportados com os indicadores GRI, os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e os Princípios do Pacto Global. Também utilizamos o Guia da Indústria de Óleo e Gás da IPIECA para Relatórios Voluntários como metodologia de relatório complementar. Esses relatórios estão disponíveis em nosso site **www.petrobras.com.br/ri**.

Governança Corporativa

Boas práticas de governança corporativa e conformidade são um pilar de sustentação do nosso negócio. Nos últimos anos, obtivemos avanços significativos em nossa governança corporativa e em nossos sistemas de integridade, conformidade e controles internos. Também adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e o alinhamento às boas práticas de mercado.

Nosso modelo de governança corporativa possui um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas à boa governança:

NOSSAS PRINCIPAIS PRÁTICAS DE GOVERNANÇA



1) No caso de transações fora do curso normal dos negócios com a União, suas agências, fundações e empresas controladas.

Os critérios para seleção dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva estão definidos em nosso Estatuto Social e atendem às condições impostas pelo art. 147 da Lei das Sociedades por Ações, bem como os previstos na Lei nº 13.303/16, no Decreto nº 8.945/16 e em nossa Política de indicação de membros da Alta Administração. Nosso Estatuto Social prevê que, para a nomeação para tais cargos, consideraremos os conflitos materiais e formais previstos na Lei nº 13.303/16.

A Lei 13.303/16, entre outras exigências, exige que nosso Conselho de Administração seja composto por, no mínimo, 25% de membros independentes. Nosso Estatuto Social estendeu a exigência para 40%; no entanto, esta disposição pode ser alterada.

Nosso Conselho de Administração nomeia o diretor de governança e conformidade. A destituição do diretor deverá ser aprovada pela maioria do conselho, com o voto da maioria dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários. Conforme previsto em nosso Estatuto Social e na Lei nº 13.303/16, é garantida ao diretor de governança e conformidade, no exercício de suas funções, a possibilidade de reportar-se diretamente ao Conselho de Administração.

Além das exigências do Estatuto Social e da legislação vigente, de acordo com as diretrizes da nossa Política de indicação de membros da Alta Administração, buscamos alcançar a diversidade na composição do Conselho de Administração e a complementaridade de experiências e qualificações. A Diretoria Executiva é composta por membros com dedicação exclusiva e exige no mínimo 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente no negócio ou em área afim.

Nosso processo de indicação inclui a verificação de critérios adicionais de integridade, previstos em nosso Estatuto Social e detalhados em nossa Política de indicação de membros da Alta Administração, por meio do *Background Check* de Integridade ("BCI"). O BCI é uma importante ferramenta de apoio à decisão, que respeita as leis de privacidade e acesso a dados em vigor em cada país.

Por sermos uma empresa de economia mista, o Governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades, com o objetivo de contribuir para o interesse público que justificou nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. No entanto, esta contribuição para o interesse público deve ser compatível com o nosso objeto social e com as condições de mercado e não pode comprometer a nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira.

Assim, se a satisfação do interesse público exigir condições diferentes daquelas de qualquer outra empresa do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades que assumimos deverão ser definidas em normas ou regulamentos e delineadas em um documento específico, como contrato ou acordo, amplamente divulgado e com divulgação nesses instrumentos de detalhamento de custos e receitas, inclusive no plano contábil. Assim, o Governo federal brasileiro nos compensará, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

As transações com o Governo federal brasileiro que exijam a aprovação do nosso Conselho de Administração e ocorram fora do curso normal dos negócios devem ter sido previamente analisadas pelo comitê minoritário, pelo comitê de auditoria estatutário e aprovadas por dois terços do conselho. O comitê minoritário é formado por dois membros do nosso Conselho de Administração indicados pelos acionistas minoritários ordinaristas e preferencialistas, além de um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social. Para mais informações sobre o funcionamento e composição do conselho fiscal, consulte "Administração e Empregados – Administração – Comitês da Diretoria Estatutária" neste relatório anual.

Em relação ao nosso processo de tomada de decisão, nosso Estatuto Social define os comitês de assessoramento do conselho que analisam todos os assuntos submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão. Além disso, para garantir a transparência nas nossas decisões mais relevantes, utilizamos um modelo de autorização partilhada, onde pelo menos duas pessoas devem tomar uma decisão (princípio dos quatro olhos).

Fazemos parte do segmento especial de listagem de governança corporativa Nível 2 da B3, que exige o cumprimento de regulamentação de governança diferenciada e a melhoria da qualidade das informações que prestamos. Essa passagem voluntária para o Nível 2 da B3 reforça nossos avanços em governança corporativa e ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua dos processos e com o nosso alinhamento às boas práticas de mercado.

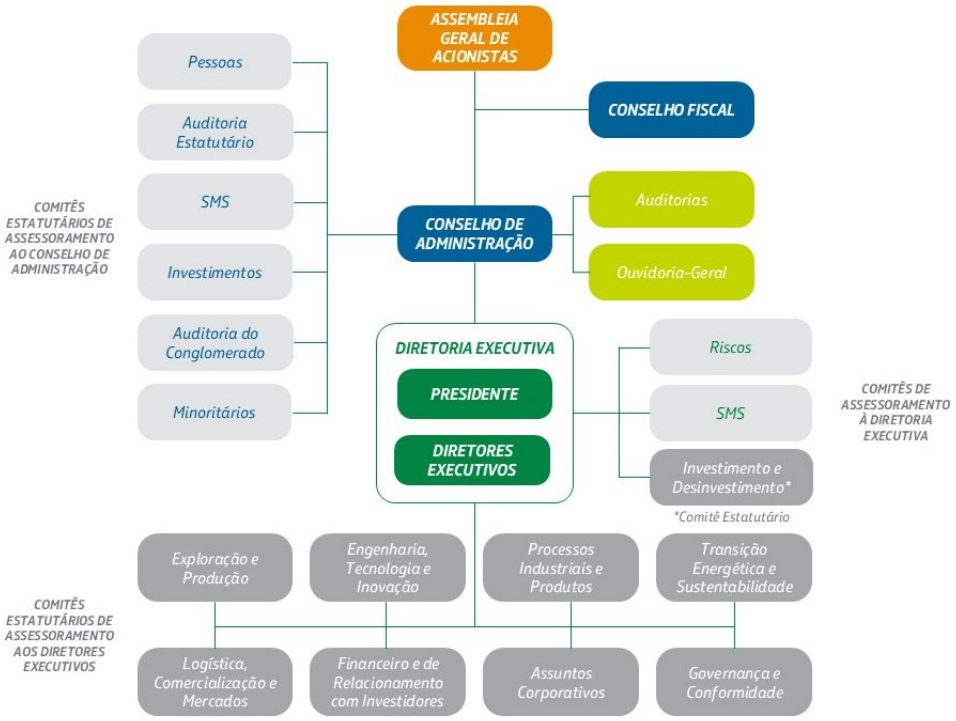
Possíveis iniciativas relacionadas a mudanças para melhorias na governança exigem formalidade e transparência de processo. Na maioria dos casos, a realização de assembleia geral é necessária caso a alteração proposta seja em regra de governança prevista em nosso Estatuto Social ou decorra de alteração legislativa se estiver relacionada a dispositivo da Lei 13.303/16.

Para mais informações sobre nosso Canal de Denúncias, Código de Conduta Ética e Guia de Conduta Ética para Fornecedores, consulte "Conformidade e Controles Internos – Conformidade" e "Conformidade e Controles Internos – Ouvidoria e Investigações Internas" neste relatório anual.

Estrutura de Governança Corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa atualmente é composta por assembleia geral de acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, auditoria, ouvidoria geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



Nosso Código de Boas Práticas reúne nossas principais políticas de governança e tem como objetivo aprimorar e fortalecer nossos mecanismos de governança, orientando a atuação de nossos conselheiros, diretores, gerentes, empregados e colaboradores.

NOSSO CÓDIGO DE BOAS PRÁTICAS

Temos um Código de Boas Práticas, instrumento aprovado pelo nosso Conselho de Administração, que reúne nossas principais políticas de governança (disponível em nosso site), conforme aqui relacionadas:

- Política de Comunicação e Relacionamento
- Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários
- Política de Ouvidoria
- Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras
- Política de *Compliance*
- Política de Remuneração aos Acionistas
- Política de Governança Corporativa e Societária
- Política de Gestão de Riscos Empresariais
- Política de Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal
- Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade

Principais Reconhecimentos

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

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

Em 2024, atingimos 96% de adesão ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (CBGC). Segundo a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau de adesão das empresas ao mercado foi médio de 67% em 2024, um aumento de 1,7% em relação ao ano anterior (65,3%).

Além disso, garantimos o primeiro lugar entre as 19 empresas federais parcialmente estatais avaliadas no IESGo 2024, o novo índice desenvolvido pelo Tribunal de Contas da União (TCU) para avaliar as práticas sociais, ambientais e de governança das organizações públicas federais. Além da sustentabilidade social e ambiental, o indicador analisa outros tópicos relacionados a ASG, como governança, liderança, estratégia, gestão de pessoas, gestão orçamentária, sustentabilidade ambiental e está alinhado com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (SDGs) das Nações Unidas.

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

Acreditamos que os resultados que alcançámos comprovam o reconhecimento do mercado e das entidades reguladoras e de controle no que respeita à melhoria da nossa cultura de integridade e dos nossos mecanismos de governação. Acreditamos que um elevado grau de integridade reforça a nossa reputação junto dos nossos *stakeholders* e, consequentemente, na sociedade como um todo.

Assembleia de Acionistas

As assembleias gerais deverão ocorrer em caráter ordinário ou extraordinário. Uma assembleia geral ordinária de acionistas deve ser realizada uma vez por ano para: (i) examinar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; (ii) decidir sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; (iii) eleger os membros do Conselho Fiscal; e (iv) se aplicável, eleger os membros do Conselho de Administração. Além das matérias previstas em lei, deverá ocorrer assembleia geral extraordinária, caso convocada, para deliberar sobre assuntos de nosso melhor interesse, conforme definido em nosso Estatuto Social.

Para informações mais detalhadas sobre nossas assembleias gerais, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Comparação de nossas práticas de governança corporativa com os requisitos de governança corporativa da NYSE aplicáveis às empresas dos EUA

De acordo com as regras da NYSE, os emitentes privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de requisitos de governação corporativa do que os emitentes nacionais dos EUA. Como emissor privado estrangeiro, devemos cumprir quatro regras principais de governança corporativa da NYSE: (i) devemos satisfazer os requisitos da Regra 10A-3 do Lei das Bolsas de Valores; (ii) nosso CEO deverá notificar imediatamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer não conformidade relevante com as regras de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas regras de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de quaisquer diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas por empresas dos EUA sob os padrões de listagem da NYSE.

A tabela abaixo descreve resumidamente as diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e as regras de governança corporativa da NYSE.

Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
Independência dos Conselheiros		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de conselheiros independentes. As "empresas controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Somos uma empresa controlada porque mais da maioria do nosso capital votante (pelo menos 50% mais uma ação) é controlada pelo Governo federal brasileiro. Como empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência da maioria dos conselheiros independentes se fossemos um emissor nacional dos EUA. De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a ter pelo menos 40% de conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não executivos de cada empresa listada devem reunir-se em sessões executivas regularmente agendadas, sem a administração.	Com exceção do nosso CEO (que também é conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não executivos. O regulamento do nosso Conselho de Administração prevê que caso determinado assunto possa representar conflito de interesses, o CEO deverá se abster da reunião, que continuará sem a sua presença. Além disso, o regulamento do conselho também estabelece uma sessão executiva regular para assuntos do nosso Conselho de Administração sem administração.
Comitê de nomeação/governança corporativa		
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto inteiramente por conselheiros independentes, com um estatuto escrito que cubra certas funções mínimas especificadas. As "empresas controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Possuímos um comitê estatutário que verifica o cumprimento da indicação dos membros do nosso Conselho Fiscal, dos nossos Diretores Executivos e do nosso Conselho de Administração e dos membros externos dos comitês que assessoram nosso Conselho de Administração. Nosso comitê de pessoas possui um estatuto escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente.

Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
		Nosso Conselho de Administração desenvolve, avalia e aprova princípios de governança corporativa. Como empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência do comitê de nomeação/governança corporativa se fôssemos um emissor doméstico nos EUA.
Comitê de Remuneração		
303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto inteiramente por conselheiros independentes, com um estatuto escrito que cubra certas funções mínimas especificadas. As "empresas controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Possuímos um comitê que assessora nosso Conselho de Administração em relação à remuneração e sucessão de administradores. Nosso comitê de pessoas possui um estatuto escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente. Como empresa controlada, não somos obrigados a cumprir a exigência do comitê de remuneração.
Comitê de Auditoria		
303A.06 303A.07	Geralmente, as empresas cotadas devem ter um comitê de auditoria com um mínimo de três conselheiros independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Regra 10A-3 ao abrigo da Lei de Bolsas de Valores, com um estatuto escrito que cubra determinadas funções mínimas especificadas. No entanto, de acordo com a Regra 10A-3(c)(3) da Lei de Bolsas de Valores, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA se o emissor privado estrangeiro tiver um órgão estabelecido e selecionado de acordo com às disposições legais ou de listagem do país de origem que exijam ou permitam expressamente tal órgão, e se o órgão atender aos requisitos de (i) ser separado do conselho completo, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum diretor executivo ser membro do órgão, e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecem padrões para a independência dos membros do órgão.	Nosso comitê de auditoria é um comitê consultivo estatutário de nosso Conselho de Administração e atende à isenção estabelecida na Regra 10A-3(c)(3) da Lei de Bolsas de Valores. Vide "Administração e Empregados – Comitês da Diretoria Estatutária" para descrição do nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria possui um estatuto escrito que estabelece suas responsabilidades que incluem, entre outras coisas: (i) avaliar as qualificações e independência do auditor independente e o desempenho das funções de auditoria independente, (ii) assegurar a conformidade legal e regulatória, inclusive com respeito aos controles internos, procedimentos de conformidade e ética, e (iii) monitorar nossa posição financeira, especialmente quanto a riscos, trabalhos de auditoria interna e divulgação financeira; (iv) realizar análise prévia de transações com partes relacionadas que atendam aos critérios estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo nosso Conselho de Administração. Além disso, um dos membros do comitê de auditoria é um especialista externo em contabilidade e auditoria, que traz conhecimento e experiência valiosos para o trabalho do comitê.
Planos de Remuneração em Ações		

Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de remuneração através de ações e análises materiais, com exceções limitadas, conforme estabelecido pelas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, a aprovação dos acionistas é necessária para a adoção e revisão de quaisquer planos de remuneração em ações. Atualmente não temos nenhum plano de remuneração de capital.
Diretrizes de Governança Corporativa		
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	Possuímos um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam padrões gerais de qualificação de ouvidoria, responsabilidades, composição, avaliação e acesso à informação pela administração. As diretrizes não refletem os requisitos de independência estabelecidos nas Seções 303A.01 e 303A.02 das regras da NYSE. Certas partes das diretrizes, incluindo as seções de responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhe estabelecido nos comentários às regras da NYSE. As diretrizes estão disponíveis em nosso site **www.petrobras.com.br/ri**. Possuímos também uma Política de Governança Corporativa, aprovada pelo nosso Conselho de Administração, que estabelece nossos princípios e diretrizes de governança. Esta política aplica-se à nossa empresa e às nossas afiliadas, nos termos do artigo 16 do nosso Estatuto Social.
Código de Ética para Conselheiros, Diretores Executivos e Funcionários		
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta e ética empresarial para conselheiros, diretores executivos e funcionários, e divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para conselheiros ou diretores executivos.	Dispomos de um Código de Conduta Ética, aplicável aos membros do Conselho de Administração e de seus comitês de assessoramento, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviços e qualquer pessoa que atue em nosso nome ("colaboradores"), incluindo suas subsidiárias no Brasil e no exterior, e um Código de Boas Práticas aplicável aos nossos conselheiros, diretores executivos, alta administração, empregados e colaboradores. Não são permitidas renúncias às disposições do Código de Conduta Ética ou do Código de Boas Práticas. Esses documentos estão disponíveis em nosso site **www.petrobras.com.br/ri**.
Requisitos de Certificação		
303A.12	Cada CEO de empresa listada deve certificar anualmente à NYSE que não tem conhecimento de qualquer violação por nós dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nosso CEO notificará imediatamente a NYSE por escrito se algum diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante de quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.



Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

Desempenho Financeiro Consolidado

Obtivemos um lucro líquido de US$ 7.528 milhões, recursos gerados pelas atividades operacionais de US$ 37.984 milhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não-GAAP definida em Liquidez e Recursos de Capital - Fluxo de Caixa Livre) de US$ 23.318 milhões, e um EBITDA Ajustado (medida não-GAAP definida em Liquidez e Recursos de Capital - EBITDA Ajustado e Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de US$ 40.399 milhões.

O lucro líquido atribuível aos acionistas foi de US$ 7.528 milhões em 2024, uma redução de 69,7% em comparação com US$ 24.884 milhões em 2023, principalmente devido à variação cambial das dívidas entre a Petrobras e suas subsidiárias no exterior, um efeito contábil que não tem impacto em nossa posição de caixa. A variação cambial nestas transações é refletida no lucro líquido da *holding* no Brasil.

As flutuações em nossa situação financeira e nos resultados operacionais são impulsionadas por uma combinação de fatores, incluindo:

- o volume de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural que produzimos e vendemos;
- mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e seus derivados (denominados em dólares norte-americanos);
- variações nos preços internos dos derivados de petróleo (denominados em reais);
- flutuações nas taxas de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano e outras moedas, conforme divulgado na Nota 33.4.1(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil;
- os valores recuperáveis de ativos para fins de teste de *impairment*; e
- o valor dos impostos sobre a produção de nossas operações que somos obrigados a pagar.

INFORMAÇÕES DA DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DE RESULTADO (US$ milhões)

	Conforme relatado			
	Jan-Dez		Variação	
	2024	2023	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	91.416	102.409	(10.993)	(10,7)
Custo das vendas	(45.444)	(48.435)	2.991	6,2
Lucro bruto	**45.972**	**53.974**	**(8.002)**	**(14,8)**
Despesas com vendas	(4.874)	(5.038)	164	3,3
Despesas gerais e administrativas	(1.845)	(1.594)	(251)	(15,7)
Custos exploratórios	(913)	(982)	69	7,0
Despesas de pesquisa e desenvolvimento	(789)	(726)	(63)	(8,7)
Outros impostos	(1.251)	(890)	(361)	(40,6)
Impairment de ativos, líquido	(1.531)	(2.680)	1.149	42,9
Outras receitas e despesas líquidas	(7.893)	(4.031)	(3.862)	(95,8)
Lucro operacional	**26.876**	**38.033**	**(11.157)**	**(29,3)**
Despesas financeiras líquidas	**(15.107)**	**(2.333)**	**(12.774)**	**(547,5)**
Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	(627)	(304)	(323)	(106,3)
Lucro líquido (prejuízo) antes do imposto de renda	**11.142**	**35.396**	**(24.254)**	**(68,5)**
Imposto de renda	(3.537)	(10.401)	6.864	66,0
Lucro líquido do exercício	**7.605**	**24.995**	**(17.390)**	**(69,6)**

Impactos cambiais e de variações

Como somos uma empresa brasileira e a maioria de nossas operações são realizadas no Brasil, preparamos nossas demonstrações financeiras primariamente em reais, que é nossa moeda funcional e de todas as nossas subsidiárias brasileiras. Também temos entidades que operam fora do Brasil, cuja moeda funcional é o dólar norte-americano. Selecionamos o dólar norte-americano como moeda de apresentação neste relatório anual para facilitar a comparação com outras empresas de óleo e gás. Utilizamos os critérios estabelecidos no IAS 21 – "Os efeitos de mudanças nas taxas de câmbio" para converter as demonstrações financeiras consolidadas de reais para dólares norte-americanos. Com base no IAS 21, convertemos (i) todos os ativos e passivos em dólares norte-americanos pela taxa de câmbio na data da demonstração da posição financeira; (ii) todas as contas nas demonstrações do resultado, outros resultados abrangentes e fluxos de caixa utilizando as taxas de câmbio médias vigentes durante o período aplicável; e (iii) itens de patrimônio líquido pelas taxas de câmbio vigentes nas respectivas datas de transação.

Para mais informações sobre nossa moeda funcional e de apresentação, consulte "Quem Somos" e a Nota 2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

TAXAS DE CÂMBIO E INFLAÇÃO

	2024	2023	2022
Taxa de câmbio do fim de ano (reais/US$)	6,19	4,84	5,22
Apreciação (depreciação) durante o ano[1]	(27,9%)	7,3%	6,5%
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US$)	5,39	5,00	5,16
Apreciação (depreciação) durante o ano[2]	(7,9%)	3,1%	4,3%
IPCA	4,83%	4,62%	5,79%

(1) Com base na taxa de câmbio do fim do ano.

(2) Com base na taxa de câmbio média para o ano.

De 1º de janeiro de 2025 a 2 de abril de 2025, o real apreciou 8,1% em relação ao dólar dos EUA.

A maior parte das nossas receitas de exportação são constituídas em dólares norte-americanos e as nossas vendas internas estão também indiretamente ligadas ao dólar norte-americano devido à nossa política atual de geralmente buscar manter a paridade com o preço internacional dos produtos. Portanto, a desvalorização do real geralmente favorece o nosso lucro operacional, pois o impacto positivo nas receitas é superior ao impacto negativo nos custos operacionais, que são na sua maioria denominados em reais.

Por outro lado, a desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano resulta em uma perda devido à variação da taxa de câmbio de nossa dívida financeira.

As flutuações da taxa de câmbio podem afetar os resultados de variáveis como as seguintes:

- **Margens:** O ritmo relativo em que nossas receitas e despesas totais em reais aumentam ou diminuem como resultado das flutuações da taxa de câmbio e seu impacto em nossas margens é afetado por nossa política de preços no Brasil. Na ausência de alterações nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se valoriza em relação ao dólar norte-americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens aumentam. Por outro lado, na ausência de alterações nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se desvaloriza em relação ao dólar norte-americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens diminuem. Para mais informações sobre os nossos preços e nossa política de preços, consulte "Volumes e Preços de Vendas" nesta seção.
- **Serviço da dívida:** A desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano também aumenta nossas despesas com serviço da dívida em reais, visto que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumenta com a desvalorização do real. À medida que nossa dívida denominada em outras moedas aumenta, o impacto negativo de uma desvalorização do real sobre nossos resultados e lucro líquido quando expresso em reais também aumenta, reduzindo assim os lucros disponíveis para distribuição.
- **Lucros retidos disponíveis para distribuição:** A variação da taxa de câmbio também afeta o valor dos lucros retidos disponíveis para distribuição por nós, quando expressos em dólares norte-americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis estatutários são calculados em reais e preparados de acordo com as IFRS. Eles podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares norte-americanos, conforme o real se valoriza ou desvaloriza em relação ao dólar norte-americano.

Designamos relações de *hedge* para contabilizar os efeitos do *hedge* existente entre a variação cambial de uma parcela de nossas obrigações de dívida de longo prazo (denominadas em dólares norte-americanos) e a variação cambial de nossas receitas de exportação futuras altamente prováveis denominadas em dólares norte-americanos, de forma que os ganhos ou perdas associados à operação coberta (as exportações futuras altamente prováveis) e ao instrumento de *hedge* (obrigações de dívida) sejam reconhecidos na demonstração do resultado nos mesmos períodos.

Para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa, consulte as Notas 4.8 e 33.4.1(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre nossa exposição cambial relacionada, consulte "Liquidez e Recursos de Capital - Exposição à Taxa de Juros e Risco de Taxa de Câmbio" nesta seção.

Para mais informações sobre nossa exposição cambial relacionada a ativos e passivos, consulte a Nota 33.4.1(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas de Vendas

Em 2024, as receitas de vendas diminuíram 10,7% em relação a 2023, atingindo US$ 91.416 milhões, devido à diminuição do volume de vendas e aos preços médios mais baixos dos derivados de petróleo, após a desvalorização dos preços internacionais, e à diminuição da receita de gás natural.

Volumes e preços de vendas

Como uma empresa verticalmente integrada, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo bruto em nossas refinarias e vendemos os derivados de petróleo refinados principalmente no mercado brasileiro. Portanto, o preço dos derivados de petróleo no Brasil tem um impacto significativo em nossos resultados financeiros. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam ao longo do tempo como resultado de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo bruto. Consideramos as condições do mercado interno e procuramos alinhar o preço dos derivados de petróleo com os preços internacionais, evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio. O preço médio do Petróleo Bruto *Brent*, conforme divulgado pela Bloomberg, foi de US$ 80,8 por barril em 2024, US$ 83 por barril em 2023 e US$101 por barril em 2022. Em 31 de dezembro de 2024, o preço do Petróleo Bruto *Brent* era de US$ 74,6 por barril.

As receitas de vendas consolidadas foram de US$ 91.416 milhões em 2024, em comparação com US$ 102.409 milhões em 2023, principalmente devido a:

- uma redução de US$ 1.141 milhões nas receitas de petróleo bruto no mercado interno, composta por uma redução de US$ 1.016 milhões relacionada a uma redução nos volumes de vendas e uma redução de US$ 125 milhões relacionada a uma redução nos preços médios do petróleo bruto no mercado interno após a depreciação dos preços médios do petróleo bruto *Brent* e
- uma diminuição de US$ 7.497 milhões nas receitas de derivados de petróleo no mercado interno, dos quais US$ 6.770 milhões estão relacionados a uma diminuição nos preços médios dos derivados de petróleo básicos no mercado interno, após a redução nos preços médios

internacionais do diesel e da gasolina, e US$ 727 milhões estão relacionados a uma diminuição nos volumes de vendas.

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de								
	2024			2023			2022		
	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US$)(1)	Receitas de Vendas (US$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US$)(1)	Receitas de Vendas (US$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US$)(1)	Receitas de Vendas (US$ milhões)
Diesel	265.302	103,74	27.522	272.276	118,48	32.260	275.572	145,69	40.149
Gasolina automotiva	146.903	86,40	12.692	152.509	93,82	14.309	148.647	108,81	16.175
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	10.123	96,41	976	11.949	96,91	1.158	12.239	115,29	1.411
Nafta	25.612	72,97	1.869	24.997	73,49	1.837	26.692	89,76	2.396
Gás liquefeito de petróleo	78.327	40,42	3.166	75.151	46,65	3.506	77.149	66,38	5.121
Querosene de aviação	40.248	112,25	4.518	37.911	132,28	5.015	35.879	151,15	5.423
Outros derivados de petróleo	62.733	68,11	4.273	61.607	71,87	4.428	63.717	86,88	5.536
Subtotal de derivados de petróleo	**629.248**	**87,43**	**55.016**	**636.400**	**98,23**	**62.513**	**639.895**	**119,10**	**76.211**
Gás natural (boe)	75.344	62,47	4.707	82.536	68,24	5.632	111.270	68,96	7.673
Petróleo	53.822	80,52	4.334	66.175	82,74	5.475	73.771	104,63	7.719
Etanol, produtos nitrogenados, renováveis e outros produtos não petrolíferos	2.476	90,06	223	1.564	60,10	94	1.085	260,83	283
Eletricidade, serviços e outros	—	—	1.995	—	—	2.576	—	—	2.406
Mercado brasileiro total	**760.890**	**—**	**66.275**	**786.675**	**—**	**76.290**	**826.021**	**—**	**94.292**
Exportações	292.232	82,99	24.251	294.291	84,99	25.012	260.734	105,46	27.497
Vendas internacionais	13.561	65,63	890	16.455	67,27	1.107	20.511	130,91	2.685
Mercado global total	**305.793**	**0,00**	**25.141**	**310.746**	**—**	**26.119**	**281.244**	**—**	**30.182**
RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS	**1.066.683**	**0,00**	**91.416**	**1.097.421**	**—**	**102.409**	**1.107.265**	**—**	**124.474**

(1) Preço médio líquido calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume do ano.

Custo das Vendas

Em 2024, o custo das vendas diminuiu 6,2%, chegando a US$ 45.444 milhões, principalmente devido a custos mais baixos com:

- matéria-prima e produtos para revenda, materiais e serviços de terceiros;
- depreciação, depleção e amortização; e
- impostos sobre a produção.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de US$ 1.845 milhões em 2024, um aumento de 15,7% em comparação com US$ 1.594 milhões em 2023, refletindo principalmente despesas mais altas com empregados, resultantes de aumentos salariais, despesas atuariais e maiores despesas com serviços de terceiros, especialmente serviços de processamento de dados, em grande parte relacionados a iniciativas de transformação digital.

Impairment de ativos, líquido

Reconhecemos um *impairment* no valor de US$ 1.531 milhões em 2024, uma redução de US$ 1.149 milhões em comparação com um *impairment* de US$ 2.680 milhões em 2023.

Essa redução ocorreu principalmente nas propriedades produtoras de óleo e gás no Brasil (um *impairment* de US$ 1.129 milhões em 2024, em comparação com um *impairment* de US$ 2.217 milhões em 2023), principalmente devido à revisão das despesas de abandono e recuperação de área, bem como à redução das previsões de eficiência operacional e ao aumento dos custos operacionais e de investimento, impactando negativamente as curvas de produção do campo.

Também houve perdas por *impairment* no 2º trem da RNEST, no valor de US$ 421 milhões, devido ao aumento das estimativas de investimento associadas ao Plano de Negócios 2025-29.

Outros Impostos

Outros impostos foram de US$ 1.251 milhões em 2024, um aumento de 40,6% (US$ 361 milhões) em comparação com US$ 890 milhões em 2023, principalmente devido à inscrição no programa de liquidação de impostos, que permitiu a resolução de disputas legais significativas relacionadas a discussões sobre a incidência de impostos sobre remessas ao exterior envolvendo o afretamento de embarcações ou plataformas e seus respectivos contratos de serviços. Além disso, a base comparativa de 2023 foi afetada por uma redução extraordinária de 9,2% na tributação sobre as exportações de petróleo bruto entre março e junho de 2023, conforme a Medida Provisória nº 1.163/2023.

Outras receitas e despesas líquidas

Outras receitas e despesas líquidas foram uma despesa de US$ 7.893 milhões em 2024, uma variação de US$ 3.862 milhões em comparação com uma receita de US$ 4.031 milhões em 2023, principalmente devido a:

- efeitos da remensuração intermediária no plano de saúde para empregados aposentados devido ao acordo trabalhista de 2023 (uma despesa de US$ 1.000 milhão); e
- resultados mais baixos em alienações/baixas contábeis de ativos (uma receita de US$ 228 milhões em 2024 em comparação com uma receita de US$ 1.295 milhões em 2023).

Despesas Financeiras Líquidas

A despesa financeira líquida foi de US$ 15.107 milhões em 2024, um aumento de 547,5% em comparação com US$ 2.333 milhões em 2023, principalmente devido a uma perda cambial de US$ 11.104 milhões em 2024, em comparação com uma perda de US$ 580 milhões em 2023, refletindo uma depreciação de 27,9% da taxa de câmbio real/US$ em 2024, em comparação com uma valorização de 7,3% em 2023.

Resultados de Investimentos Contabilizados por Equivalência Patrimonial

Tivemos perdas de US$ 627 milhões em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial em 2024, em relação a perdas de US$ 304 milhões em 2023. Esse aumento deveu-se principalmente a perdas com a Braskem, refletindo resultados financeiros mais baixos, devido à depreciação do real em 2024.

Imposto de Renda

O imposto de renda foi uma despesa de US$ 3.537 milhões em 2024, em comparação com uma despesa de US$ 10.401 milhões em 2023, principalmente devido ao menor Lucro Operacional.

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nossos Relatórios Anuais e Form 20-F prévios. Nossos arquivamentos na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em **www.sec.gov** e em nosso site em **www.petrobras.com.br/ri**.

Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS REPORTÁVEIS E PARA CORPORATIVO E OUTROS NEGÓCIOS

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de		
	2024 (US$ milhões)	2023 (US$ milhões)	▲ 24-23 (%)
Exploração e Produção			
Terceiros[1][2]	308	767	(59,8)
Intersegmento	60.208	66.113	(8,9)
Receitas de vendas[2]	**60.516**	**66.880**	**(9,5)**
Custo das Vendas	**(24.823)**	**(27.239)**	**8,9**
Reversão de (perdas) por *impairment*, líquido	**(1.244)**	**(2.105)**	**40,9**
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	**18.593**	**22.453**	**(17,2)**
Refino, Transporte e Comercialização			
Terceiros[1][2]	84.246	93.464	(9,9)
Intersegmento	1.035	1.404	(26,3)
Receitas de vendas[2]	**85.281**	**94.868**	**(10,1)**
Custo das Vendas	**(78.836)**	**(85.699)**	**8,0**
Reversão de (perdas) por *impairment*, líquido	**(300)**	**(524)**	**42,7**
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	**1.324**	**3.036**	**(56,4)**
Gás e Energias de Baixo Carbono			
Terceiros[1][2]	6.549	7.824	(16,3)
Intersegmento	2.969	3.285	(9,6)
Receitas de vendas[2]	**9.518**	**11.109**	**(14,3)**
Custo das Vendas	**(5.031)**	**(5.685)**	**11,5**
Reversão de (perdas) por *impairment*, líquido	**-**	**(81)**	**100,0**
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	**682**	**1.286**	**(47,0)**
Corporativo e Outros Negócios			
Terceiros[1][2]	313	354	(11,6)
Intersegmento	6	11	(45,5)
Receitas de vendas[2]	**319**	**365**	**(12,6)**
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	**(12.625)**	**(1.723)**	**(632,7)**

(1) Nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção representa grande parte de nossa atividade econômica e investimentos, mas tem pouca receita de terceiros.

(2) As receitas de comercialização de petróleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, que podem ser os segmentos de Exploração e Produção ou Refino, Transporte e Comercialização.

Exploração e Produção

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de E&P foi de US$ 18.593 milhões em 2024, em comparação com US$ 22.453 milhões em 2023, principalmente devido a:

- redução na receita de vendas devido aos preços mais baixos do *Brent* e à diminuição da produção;
- maiores despesas tributárias resultantes da adesão à transação tributária relacionada a impostos sobre remessas ao exterior envolvendo o afretamento de embarcações ou plataformas e seu respectivo contrato de serviço;
- menores ganhos com a venda de ativos; e
- abandono e desmantelamento de áreas.

Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US$ 1.324 milhões em 2024, em comparação com US$ 3.036 milhões em 2023, principalmente devido a:

- menores receitas de vendas (redução de US$ 9.587 milhões), principalmente no mercado interno, devido à redução dos preços médios dos derivados de petróleo, especialmente do diesel, da gasolina e do querosene de aviação, em grande parte devido à desvalorização dos preços internacionais, e menor volume de vendas de derivados de petróleo, principalmente diesel, devido ao aumento do teor de mistura obrigatória de biodiesel no combustível diesel tipo B e ao aumento das importações de terceiros provenientes principalmente da Rússia, e gasolina, refletindo a recuperação da participação de mercado do etanol hidratado sobre a gasolina C em veículos flex-fuel. Os efeitos dos preços também tiveram um impacto negativo sobre o óleo combustível e a receita de exportação de petróleo em 2024;
- menores custos de vendas devido à queda do preço médio do *Brent*, que impacta o preço utilizado na compra de petróleo do nosso segmento de E&P, assim como na compra de petróleo e derivados de terceiros; e menor volume de vendas;
- menores despesas de vendas, principalmente devido à diminuição dos volumes de vendas; e
- menores perdas por *impairment*.

Gás e Energias de Baixo Carbono

Em 2024, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono foi de US$ 682 milhões, uma redução de US$ 604 milhões em relação a 2023, principalmente devido a menores volumes e preços de venda de gás natural, impactados pela abertura do mercado e ações da Petrobras para manter a competitividade. As rescisões de contratos de energia, tanto de leilões de energia (ACR) quanto de vendas diretas de energia (ACL), também contribuíram para a redução do lucro operacional.

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nossos Relatórios Anuas e Form 20-F prévios. Nossos arquivamentos na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em **www.sec.gov** e em nosso site em **www.petrobras.com.br/ri**.

Liquidez e Recursos de Capital

Monitoramos de perto os níveis de liquidez para atender efetivamente às necessidades de caixa de nossas operações comerciais e obrigações financeiras. Temos uma abordagem conservadora à gestão da nossa liquidez, que consiste principalmente em (i) caixa e equivalentes de caixa (dinheiro em caixa, depósitos bancários disponíveis, fundos de investimento do mercado monetário e outros investimentos de alta liquidez de curto prazo com vencimentos de três meses ou menos) e (ii) investimentos em aplicações financeiras (letras do tesouro).

A administração acredita que nosso capital de giro atual é suficiente para as necessidades atuais da companhia. Caso a companhia apresente um capital de giro líquido negativo, a administração acredita que isso não compromete a liquidez da companhia, uma vez que a companhia mantém linhas de crédito rotativo contratadas como uma reserva de liquidez a ser usada em cenários adversos (consulte a Nota 30.5 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas).

Além disso, a companhia avalia regularmente as condições de mercado e pode realizar transações para recomprar seus próprios títulos ou os de suas subsidiárias, por diversos meios, incluindo ofertas públicas de aquisição, exercícios de recompra e recompras no mercado aberto, uma vez que estão alinhados com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, a fim de melhorar o perfil de pagamento da dívida e o custo da dívida.

Caixa e equivalentes de caixa ajustados é uma medida não GAAP que compreende caixa e equivalentes de caixa, títulos públicos e depósitos a prazo de instituições financeiras altamente classificadas no exterior com vencimentos superiores a três meses a partir do fim do período, considerando a realização esperada desses investimentos financeiros no curto prazo. Essa medida não é definida de acordo com os IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou como substituta para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com os IFRS. Pode não ser comparável ao caixa e equivalentes de caixa ajustados de outras empresas; no entanto, a administração acredita que é uma medida suplementar apropriada para avaliar a nossa liquidez e apoiar a gestão da alavancagem.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

US$ milhões	2024	2023
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	**12.727**	**7.996**
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	37.984	43.212
Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(14.644)	(12.114)
Aquisição de participações em investimentos	(22)	(24)
Recebimentos pela venda de ativos - desinvestimentos	863	3.606
Compensação financeira de acordos de coparticipação	397	391
Dividendos recebidos	146	88
Desinvestimento (investimento) em títulos negociáveis	(109)	98
Caixa líquido gerado por (usado em) atividades de investimento	(13.369)	(7.955)
(=) Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e de investimento	**24.615**	**35.257**
Variação líquida da dívida de financiamento	(6.325)	(3.961)
Captações	2.129	2.210
Amortizações	(8.454)	(6.171)
Amortização de arrendamentos	(7.895)	(6.286)
Dividendos pagos aos nossos acionistas	(18.327)	(19.670)
Programa de recompra de ações	(380)	(735)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(77)	(49)
Mudanças na participação de acionistas não controladores	(84)	1
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	(33.088)	(30.700)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(983)	174
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	**3.271**	**12.727**
Títulos públicos e depósitos a prazo com vencimentos superiores a três meses e Certificados de Depósito Bancário pós-fixados com liquidez diária no fim do período	4.800	5.175
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período	**8.071**	**17.902**

Fluxo de Caixa Livre

O Fluxo de Caixa Livre é uma medida não-GAAP que representa o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais menos a aquisição de ativos imobilizados, ativos intangíveis e participação acionária ("Fluxo de Caixa Livre"). Usamos isso como uma medida suplementar para avaliar nossa liquidez e apoiar a gestão de passivos. Além disso, essa medida é a base para a distribuição de dividendos de acordo com nossa política de remuneração aos acionistas.

O Fluxo de Caixa Livre é uma medida não GAAP e pode não ser comparável ao cálculo de medidas de liquidez apresentado por outras empresas, e não deve ser considerado isoladamente nem como um substituto para quaisquer medidas calculadas de acordo com os IFRS. Essa métrica deve ser considerada juntamente com outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa condição financeira.

RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

	US$ milhões		R$ milhões[1]	
	2024	2023	2024	2023
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	37.984	43.212	204.037	215.696
(-) Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(14.644)	(12.114)	(79.856)	(60.315)
(-) Aquisição de participações em investimentos	(22)	(24)	(127)	(120)
FLUXO DE CAIXA LIVRE	**23.318**	**31.074**	**124.054**	**155.261**

(1) De acordo com nossa política de remuneração aos acionistas, os dividendos propostos aos acionistas são calculados com base no Fluxo de Caixa Livre medido em reais, cujos números são derivados de nossas demonstrações financeiras anuais apresentadas à CVM.

As principais utilizações de recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram relacionados ao pagamento de dividendos e para o programa de recompra de ações, no valor de US$ 18.784 milhões, assim como para as obrigações do serviço da dívida, incluindo o pré-pagamento de dívidas no mercado bancário internacional, despesas com financiamentos, recompra de títulos no mercado de capitais internacional e pagamentos de arrendamentos totalizando US$ 16.349 milhões, e para a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis no valor de US$ 14.644 milhões. Esses recursos provêm principalmente de caixa gerado pelas atividades operacionais de US$ 37.984 milhões, receitas de desinvestimentos de US$ 863 milhões, captações de US$ 2.129 milhões, e compensação financeira pelos acordos de coparticipação de US$ 397 milhões.

Fonte de Recursos

Em 2024, nossa estratégia de financiamento foi baseada principalmente na gestão de nossos passivos financeiros existentes, com o objetivo de estender os vencimentos das dívidas de curto prazo e melhorar nossa estrutura de capital, preservando nossa solvência e liquidez.

Fluxo de Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de US$ 37.984 milhões em 2024, uma redução de 12% em relação aos US$ 43.212 milhões em 2023, principalmente devido às margens mais baixas dos derivados de petróleo (especialmente diesel e gasolina), bem como aos preços e volumes mais baixos. Além disso, custos mais altos de petróleo vendido e pagamentos relacionados ao programa de liquidação de impostos contribuíram para a redução.

Alienação de Ativos

Em 2024, recebemos entradas de caixa da venda de ativos no valor de US$ 863 milhões, referentes a parcelas de vendas ocorridas em anos anteriores, principalmente do campo de Carmópolis (US$ 296 milhões), dos campos de Pampo e Enchova (US$ 92 milhões) e do campo de Baúna (US$ 86 milhões). Para obter mais informações, consulte a Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

De 1º de janeiro de 2025 a 28 de fevereiro de 2025, recebemos US$ 277 milhões da venda de vários campos, principalmente um ganho com a venda do campo de Albacora Leste (US$ 174 milhões) e uma parcela da venda do campo de Baúna (US$ 88 milhões).

Para obter mais informações sobre desinvestimentos, consulte "Fusões e Aquisições" neste relatório anual.

Endividamento

Nossos recursos de financiamento são compostos por dívidas emitidas nos mercados de capitais doméstico e internacional e recursos captados nos mercados bancários (no Brasil e no exterior).

Além disso, nossa dívida total inclui passivos de arrendamento. Nossa Dívida Bruta (que representa a soma da dívida financeira e de passivos de arrendamento circulante e não circulante) totalizou US$ 60.311 milhões, e a Dívida Líquida (uma medida não GAAP que representa a Dívida Bruta menos Caixa e equivalentes de caixa ajustados), totalizou US$ 52.240 milhões.

Podemos utilizar nossas linhas de crédito rotativo até suas datas de vencimento para necessidades imediatas de liquidez e elas serão apenas computadas à nossa Dívida Bruta e Dívida Líquida quando sacadas.

Para a reconciliação da Dívida Líquida e da Dívida Bruta, consulte “Liquidez e Recursos de Capital – Fonte de Recursos - Dívida de Financiamento - EBITDA Ajustado e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado” neste relatório anual.

Financiamentos

PERFIL DA DÍVIDA

Em 2024, os recursos de financiamento totalizaram US$ 2.129 milhões, refletindo, principalmente, a emissão de *Global Notes* nos mercados de capitais internacionais no valor de US$ 978 milhões, com vencimento em 2035, e os recursos no mercado bancário doméstico, no valor de US$ 1.122.

Atualmente, emitimos títulos nos mercados internacionais de capitais por meio de nossa subsidiária financeira integral PGF. Garantimos total e incondicionalmente tais títulos emitidos pela PGF.

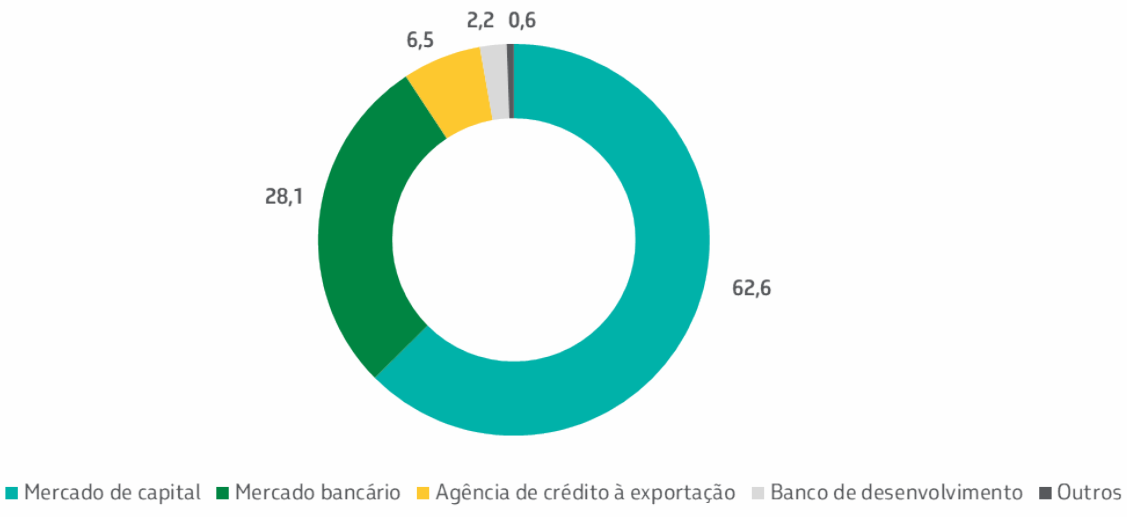
As informações sobre a taxa de juros média ponderada e o vencimento médio ponderado de nossa dívida de financiamento são apresentadas a seguir:

	2024	2023	2022
Taxa de juros média ponderada (%)	6,8	6,4	6,5
Vencimento médio ponderado (em anos)	12,52	11,38	12,07
Alavancagem (%)(1)	39	30	39

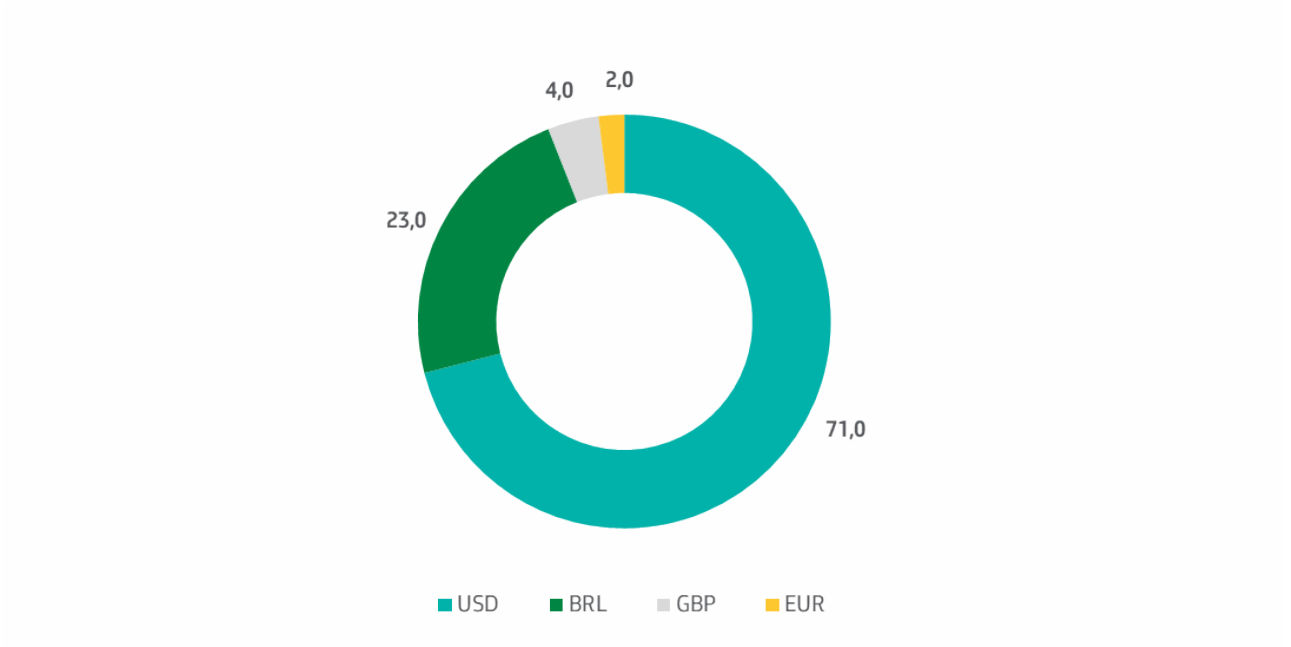
(1) A alavancagem é uma medida não GAAP definida como (dívida bruta - caixa e equivalentes de caixa ajustados) / (capitalização de mercado + dívida bruta - caixa e equivalentes de caixa ajustados) em 31 de dezembro do respectivo ano.

Para informações adicionais sobre a amortização da Dívida Financeira, consulte "– Liquidez e Recursos de Capital – Uso de Fundos – Obrigações de Serviço da Dívida" neste relatório anual.

PERFIL DOS FINANCIAMENTOS POR CATEGORIA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 (%)



PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 (%)



Em 31 de dezembro de 2024, nossa dívida financeira totalizava US$ 23.162 milhões, em comparação com US$ 28.801 milhões em 31 de dezembro de 2023. Esta diminuição foi principalmente devido ao pagamento da dívida financeira, incluindo o pagamento antecipado de US$ 2.762 milhões. Consulte a Nota 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma análise de nossa dívida financeira, um cronograma de rolagem de nossa dívida financeira por credor e outras informações.

Para mais informações sobre nossos valores mobiliários, incluindo nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

Rating

Em 2024, a Moody's elevou a perspectiva de classificação da Petrobras de estável para positiva e reafirmou sua classificação de crédito em "Ba1". A agência também manteve nossa classificação independente em "Ba1". A S&P reafirmou nossa classificação de crédito em "BB" com perspectiva estável e manteve nossa classificação independente em "BB+", um nível abaixo do grau de investimento. A Fitch manteve nossa classificação de crédito em "BB" com perspectiva estável e manteve nossa classificação independente em "BBB", o segundo nível na escala de grau de investimento.

Em 2 de abril de 2025, não houve alterações em nossa classificação de perfil de crédito independente ou em nossa classificação de crédito global.

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO GLOBAL

	2025(1)	2024(2)	2023(2)
Standard & Poor's	BB	BB	BB
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BB	BB	BB

(1) Em 2 de abril de 2025.
(2) Em 31 de dezembro.

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO INDEPENDENTE

	2025(1)	2024(2)	2023(2)
Standard & Poor's	BB+	BB+	BB+
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BBB	BBB	BBB

(1) Em 2 de abril de 2025.
(2) Em 31 de dezembro.

Exposição ao risco de taxa de juros e taxa de câmbio

A tabela a seguir apresenta um resumo das informações sobre nossa exposição aos riscos de taxa de juros e câmbio em nossa dívida financeira para 2024 e 2023, incluindo dívidas de curto e longo prazo.

DÍVIDA DE FINANCIAMENTO TOTAL[1]

	2024 (%)	2023 (%)
Em reais		
Câmbio fixo	8,1	9,5
Câmbio flutuante	14,7	10,6
Subtotal	22,8	20,1
Em dólar norte-americano		
Câmbio fixo	47,2	41,9
Câmbio flutuante	23,7	29,4
Subtotal	70,9	71,3
Outras moedas		
Câmbio fixo	6,3	8,6
Subtotal	6,3	8,6
Total	**100,0**	**100,0**
Dívida de câmbio flutuante		
Em reais	14,7	10,6
Em moeda estrangeira	23,7	29,4
Dívida de câmbio fixo		
Em reais	8,1	9,5
Em moeda estrangeira	53,5	50,5
Total	**100,0**	**100,0**
Dólares norte-americanos	70,9	71,3
Euro	2,3	3,3
GBP	4,0	5,3
Reais	22,8	20,1
Total	**100,0**	**100,0**

(1) Curto prazo e longo prazo.

Nosso objetivo é praticar a gestão integrada de riscos em todos os processos de tomada de decisão. Assim, não focamos apenas nos riscos individuais de nossas operações ou unidades de negócios, mas, em vez disso, adotamos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais onde e quando disponíveis. Em relação à gestão de riscos financeiros, incluindo riscos de mercado, usamos preferencialmente ações mais estruturadas por meio da gestão de nossos níveis de capital próprio e endividamento, em vez de usar instrumentos financeiros derivativos.

A gestão do risco de mercado tem como foco as incertezas inerentes ao cumprimento dos nossos objetivos e visa estabelecer planos de ação para uma combinação equilibrada de risco, retorno e liquidez. Os limites aceitáveis para riscos de mercado dependem das condições do ambiente de

negócios, como níveis de preços, taxas e volatilidade dos fatores de risco, incertezas políticas, macroeconômicas e outras que influenciam significativamente nosso desempenho econômico e financeiro. Definimos os limites de risco de mercado na elaboração de cada novo plano estratégico que adotamos, considerando nossos objetivos estratégicos, metas, valor esperado e a liquidez dos recursos financeiros necessários para a implementação desse plano estratégico. O uso de instrumentos financeiros, como derivativos, pode ser necessário para atender às nossas necessidades.

Nossa dívida de câmbio flutuante em moeda estrangeira está principalmente sujeita a flutuações da SOFR. Nossa dívida de taxa flutuante denominada em reais está sujeita a flutuações na taxa de oferta interbancária brasileira (ou "DI") e na taxa de juros de longo prazo brasileira fixada pelo CMN.

De modo geral, não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação da taxa de juros, mas podemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

O risco cambial ao qual estamos expostos tem maior impacto no balanço patrimonial e decorre principalmente da presença de obrigações não denominadas em reais em nossa carteira de dívida. No que diz respeito à gestão de riscos cambiais, temos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais sempre que disponíveis, nos beneficiando da correlação entre nossas receitas e despesas. No curto prazo, a gestão de nosso risco cambial envolve a alocação de nossos investimentos em dinheiro entre o real e outras moedas estrangeiras. Nossa estratégia, reavaliada anualmente na revisão de nosso Plano de Negócios, também pode envolver o uso de instrumentos financeiros, tais como derivativos, para proteger certos passivos, minimizando a exposição ao risco cambial, especialmente quando estamos expostos a uma moeda estrangeira em que nenhuma entrada de caixa é esperada, como por exemplo, a libra esterlina.

Designamos relacionamentos de *hedge* de fluxo de caixa para refletir a essência econômica do mecanismo de *hedge* estrutural entre a dívida denominada em dólares norte-americanos e as receitas futuras de vendas.

Consulte “Desempenho Financeiro Consolidado – Impactos Cambiais e de Variações” nesta seção e as Notas 4.8 e 33.4.1(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 33.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nossos riscos de taxa de juros e cambiais, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando o potencial impacto de uma mudança adversa nas variáveis subjacentes em 31 de dezembro de 2024.

Para mais informações sobre o cronograma de vencimento esperado e a moeda, os fluxos de caixa de principal e juros, as taxas de juros médias relacionadas de nossas obrigações de dívida, o risco de crédito e o risco de liquidez, consulte as Notas 30, 33.5 e 33.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

PASSIVOS DE ARRENDAMENTO

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de óleo e gás, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, embarcações e embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edifícios. Em 31 de dezembro de 2024, o montante dos passivos de arrendamento totalizava US$ 37.149 milhões.

EBITDA AJUSTADO E ÍNDICE DE DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA AJUSTADO

O índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma medida não GAAP que ajuda nossa administração a avaliar nossa liquidez e alavancagem, e é medido em dólares norte-americanos. O índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não é definido pelas IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS.

O EBITDA Ajustado representa uma medida alternativa para nosso caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e é calculado usando lucro líquido antes da despesa financeira líquida, imposto de renda, depreciação, depleção e amortização, ajustado pelo resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial, reversões (perdas) por *impairment*, reclassificação do resultado, resultados da alienação e baixa de ativos e resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas. O EBITDA Ajustado não é definido pelas IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS.

US$ milhões	2024	2023	2022
Lucro líquido	7.605	24.995	36.755
Despesas financeiras líquidas	15.107	2.333	3.840
Imposto de renda	3.537	10.401	16.770
Depreciação, depleção e amortização	12.479	13.280	13.218
Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	627	304	(251)
Impairment de ativos (reversões), líquido	1.531	2.680	1.315
Resultados na alienação/baixa de ativos	(228)	(1.295)	(1.144)
Resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(259)	(284)	(4.286)
EBITDA AJUSTADO	**40.399**	**52.414**	**66.217**

A Dívida Líquida reflete a Dívida Bruta, líquida de Caixa e equivalentes de caixa ajustados (consulte a definição em "Liquidez e Recursos de Capital" neste relatório anual). A Dívida Bruta reflete a soma da dívida financeira circulante e não circulante e passivos de arrendamento.

Nosso EBITDA Ajustado, Caixa e equivalentes de caixa ajustados, Dívida Líquida e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado são medidas não GAAP e podem não ser comparáveis aos cálculos das medidas de liquidez apresentados por outras empresas, e não devem ser considerados isoladamente nem como substitutos de quaisquer medidas calculadas de acordo com as IFRS. Essas métricas devem ser consideradas em conjunto com outros medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa situação financeira.

A tabela seguinte apresenta a reconciliação para 2024 e 2023 do índice da Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado para a medida mais diretamente comparável derivada das rubricas das IFRS, que é, neste caso, a dívida de financiamento mais o passivo de arrendamento menos caixa e equivalentes de caixa, dividida pelo caixa líquido gerado pelas atividades operacionais:

US$ milhões	2024	2023
Caixa e equivalentes de caixa	3.271	12.727
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento superior a três meses)	4.800	5.175
Caixa e equivalentes de caixa ajustados	**8.071**	**17.902**
Financiamentos (curto prazo e longo prazo)	23.162	28.801
Arrendamentos (curto prazo e longo prazo)	37.149	33.799
DÍVIDA BRUTA	**60.311**	**62.600**
DÍVIDA LÍQUIDA	**52.240**	**44.698**

US$ milhões	2024	2023
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais – FCO	**37.984**	**43.212**
Perdas líquidas de crédito e outros recebíveis	(260)	(40)
Contas a receber e outros recebíveis, líquido	(1.822)	(88)
Estoques	295	(1.564)
Fornecedores	(986)	954
Impostos a pagar [1]	9.895	10.463
Perdas no descomissionamento de áreas devolvidas/abandonadas	(2.584)	(1.195)
Perdas decorrentes da revisão atuarial do plano de saúde	(1.291)	-
Outros	(832)	672
EBITDA AJUSTADO	**40.399**	**52.414**
ÍNDICE DE DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA AJUSTADO	**1,29**	**0,85**

(1) É composto por outros impostos a pagar e imposto de renda pago.

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólares norte-americanos aumentou de 0,85 em 31 de dezembro de 2023 para 1,29 em 31 de dezembro de 2024, refletindo os efeitos derivados da combinação de menor EBITDA Ajustado e maior Dívida Líquida.

Uso de Recursos

Investimentos (CAPEX)

Desembolsamos um total de US$ 16.621 milhões em 2024 (dos quais 84% foram utilizados nos negócios de E&P), um aumento de 31,2% quando comparado ao nosso Investimento de US$ 12.673 milhões em 2023. Foi 10% menor do que nosso Plano Estratégico anterior (2024-2028). Nossos Investimentos em 2024 foram direcionadas principalmente para os projetos de investimento mais lucrativos relacionados à produção de óleo e gás. Essas despesas são baseadas em nossas premissas de custo e metodologia financeira do Plano Estratégico.

INVESTIMENTOS POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS (US$ milhões)

Para o exercício findo em 31 de dezembro de	2024	2023	2022
Exploração e Produção	13.934	10.424	7.844
Refino, Transporte e Comercialização	1.799	1.559	1.193
Gás e Energias de Baixo Carbono	426	277	350
Total para os Segmentos de Negócios	**16.160**	**12.260**	**9.387**
Corporativo e Outros Negócios	461	413	461
TOTAL	**16.621**	**12.673**	**9.848**

Para informações sobre nossos futuros Investimentos, consulte “Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029” neste relatório anual.

INVESTIMENTOS EM EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

US$ 13.934 milhões

Investimentos **em grandes projetos na camada do pré-sal**, especialmente nos novos sistemas de produção do campo de Búzios

Início de produção de dois novos sistemas
- FPSO Maria Quitéria (IPB)
- FPSO Marechal Duque de Caxias (Mero 3)

Atingimento do topo de produção
- FPSO Sepetiba (Mero 2)

***Ramp up* de dois sistemas**
- FPSO Anna Nery (Marlim 2)
- FPSO Anita Garibaldi (Marlim 1)

INVESTIMENTOS EM REFINO, TRANSPORTE & COMERCIALIZAÇÃO

US$ 1.799 milhões

Aumento da produção de diesel com ultrabaixo teor de enxofre e combustível de aviação

Início das operações da **Unidade de Redução de Emissões (SNOx)** na refinaria RNEST

Início das operações do **sistema de *blowdown* fechado** na unidade de coqueamento da refinaria RPBC

Portfólio de biorrefino: está em andamento a adaptação de unidades existentes para permitir o co-processamento de óleo vegetal, assim como a implementação de novas unidades dedicadas

Paradas programadas de manutenção: realizadas em oito das nossas 10 refinarias em 2024, envolvendo mais de 20.000 profissionais de manutenção e mais de 1.900 unidades de equipamentos

INVESTIMENTOS EM GÁS & ENERGIAS DE BAIXO CARBONO

US$ 426 milhões

Planta de processamento de gás natural de Boaventura: o Primeiro Trem da UPGN iniciou operações comerciais no segundo semestre de 2024. O Segundo Trem está previsto para iniciar operações comerciais no início de 2025

Projeto Rota 3: o gasoduto foi concluído com sucesso e começou a operar junto com o Primeiro Trem da UPGN

Termelétrica a gás no Cluster Boaventura: ainda está em estudo, e seu projeto conceitual foi concluído, **obtendo a licença ambiental prévia** em novembro de 2024

Investimentos em **paradas programadas de manutenção**, bem como em projetos de pequena escala para preservar a operação das unidades de processamento de gás existentes, melhorando a confiabilidade e a disponibilidade dos ativos, garantindo a implementação de iniciativas voltadas para sustentabilidade, questões ambientais e segurança

Distribuição aos Acionistas

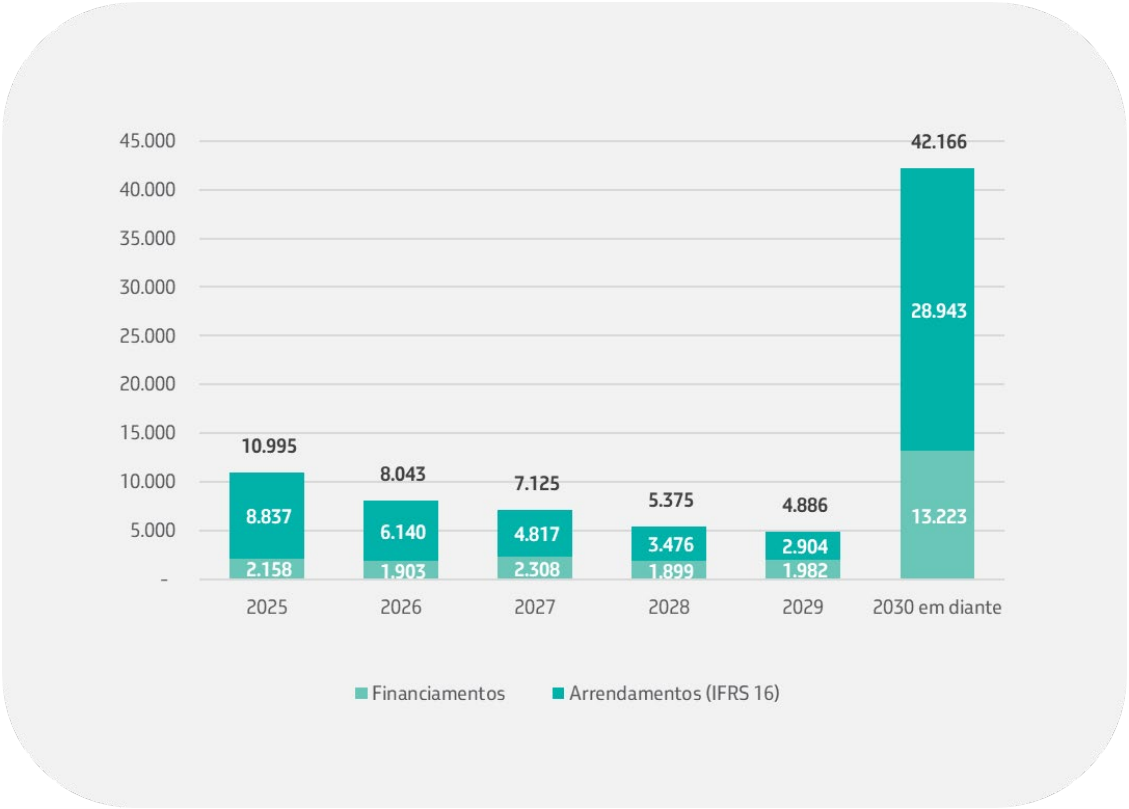
Nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição aos acionistas em 2024 no montante de US$ 13.457 milhões. Essa distribuição (US$ 13.076 milhões por meio do pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio, e US$ 381 milhões por meio do programa de recompra de ações) foi calculada em reais, no valor de R$ 75.825 milhões, representando 45% do nosso Fluxo de Caixa Livre para 2024, de acordo com a política de remuneração aos acionistas, convertidos para dólares norte-americanos com base na taxa de câmbio vigente na data de aprovação de cada antecipação e na taxa de câmbio de fechamento dos dividendos complementares.

Para mais informações sobre nossa política de remuneração aos acionistas, consulte "Informações aos Acionistas – Dividendos" neste relatório anual e a Nota 32.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2024, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US$ 36.424 milhões em financiamentos e arrendamentos (valores nominais).

PERFIL DE AMORTIZAÇÃO [1] (US$ milhões)



(1) Valores compostos por pagamentos futuros nominais de Arrendamento e principal da dívida de Financiamento.

Financiamentos

Em 2024, pagamos o principal e os juros de várias dívidas financeiras, no valor de US$ 8.454 milhões, principalmente: (i) recompra e retirada de US$ 2.512 de títulos no mercado de capitais internacional; e (ii) pré-pagamento de US$ 250 de empréstimos no mercado bancário internacional.

Passivos de Arrendamento

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de óleo e gás, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, embarcações e embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edifícios.

Os pagamentos em certos contratos de arrendamento variam em função de mudanças nos fatos ou nas circunstâncias que ocorrem após seu início, além da passagem de tempo. Esses pagamentos não estão incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento.

Além disso, existem valores nominais de contratos de arrendamento para os quais o prazo do arrendamento não foi iniciado, pois se referem a ativos em construção ou ainda indisponíveis para uso. Em 31 de dezembro de 2024, esses contratos totalizam US$ 65.034 milhões (US$ 65.358 milhões em 31 de dezembro de 2023).

Para informações sobre mudanças no saldo de arrendamentos e em arrendamentos por classe de ativos subjacentes, consulte a Nota 31 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Capacidade das Subsidiárias de Transferir Recursos para Nós

Na data deste documento, não temos conhecimento de quaisquer restrições legais ou econômicas sobre a capacidade de nossas subsidiárias de transferir recursos para nós na forma de empréstimos e/ou dividendos. A penhora de prejulgamento cobrada por várias entidades da EIG, que anteriormente impedia a Petrobras International Braspetro B.V. (a "PIBBV") de pagar dividendos à Petrobras, foi suspensa como resultado do acordo firmado com a EIG em 7 de março de 2025. Como resultado, não prevemos nenhum impacto sobre nossa capacidade de cumprir nossas obrigações de caixa. Para obter mais informações sobre a penhora antecipada, consulte "Legal e Fiscal – Processos Judiciais - Ação judicial movida por investidor da Sete Brasil e Procedimento de Mediação" neste relatório anual.

Outras Informações

Julgamentos e fontes de incerteza nas estimativas

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas requer o uso de estimativas e premissas para determinadas transações.

A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta informações sobre os principais julgamentos e as principais fontes de premissas com maior grau de incerteza e que podem resultar em ajustes materiais em nossas principais estimativas contábeis durante o próximo exercício fiscal.

As notas explicativas das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para cada uma dessas áreas fornecem informações qualitativas e quantitativas adicionais para uma melhor compreensão da nossa aplicação de julgamentos, das incertezas de estimativa e seus impactos.

A Nota 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta informações sobre os possíveis efeitos dos riscos climáticos em algumas de nossas principais estimativas contábeis.



Administração e Empregados

Administração

Conselho de Administração



Nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros e é responsável, entre outras coisas, por estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Nosso Estatuto Social prevê especificamente que nosso Conselho de Administração deve ser composto apenas por membros externos, sem qualquer vínculo estatutário ou empregatício atual conosco, exceto o membro designado como nosso CEO e o membro eleito por nossos empregados.

O Governo federal brasileiro controla a maioria de nossas ações com direito a voto e tem o direito de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. Nosso Conselho de Administração, por sua vez, elege nossos administradores.

Por ser uma sociedade de economia mista com 200 ou mais empregados, na qual o Governo federal brasileiro detém, direta ou indiretamente, a maioria dos direitos de voto, nossos empregados têm o direito de eleger um membro do nosso Conselho de Administração para representá-los, por meio de um procedimento de votação separado.

Nosso Estatuto Social também estabelece que, independentemente dos direitos concedidos aos acionistas minoritários, o Governo federal brasileiro sempre terá o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros, independentemente do número de conselheiros.

O mandato de nossos conselheiros não poderá exceder dois anos e qualquer membro de nosso Conselho de Administração poderá ser reeleito por até três vezes consecutivas.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas poderão destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em assembleia geral extraordinária, e no caso de destituição de qualquer conselheiro eleito por meio do procedimento de voto múltiplo, isso resultará na destituição do todos os demais membros eleitos pelo mesmo procedimento, após o que deverão ocorrer novas eleições.

Nosso Conselho de Administração deve ser composto por, no mínimo, 40% de membros independentes, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações e as regras do Nível 2 da B3. Em caso de contradição entre estas regras, prevalecem as regras mais rigorosas.

Para obter mais informações sobre o segmento de listagem do Nível 2, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição e atribuições do nosso Conselho de Administração, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para cópia do nosso Estatuto Social.

Na data deste relatório anual, temos os seguintes 11 conselheiros:

Nascimento
27 de julho de 1982

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Presidente do Conselho de Administração desde abril de 2023

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Não

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Pietro Mendes está cedido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) desde novembro de 2020 e atualmente ocupa o cargo de Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia, além de ser o Presidente do Conselho de Administração da Petrobras. Ele possui mais de 16 anos de experiência no setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Na Empresa de Planejamento e Logística S.A. (EPL) e Infra S.A., foi Assessor da Presidência entre junho de 2022 e fevereiro de 2023, sendo responsável por coordenar o processo de incorporação da EPL pela VALEC para a criação da Infra S.A., atuando na elaboração de documentos necessários ao ato societário, gestão de pessoas, definição de planejamento estratégico e plano de negócios. Entre fevereiro de 2022 e junho de 2022, atuou no Ministério de Minas e Energia (MME) como Secretário Adjunto de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, substituindo o Secretário em suas ausências, monitorando o abastecimento de combustíveis, em especial o diesel, coordenando os gastos da Secretaria e liderando o Comitê RenovaBio e o Programa Combustível do Futuro. Ainda no MME, foi Diretor do Departamento de Biocombustíveis entre novembro de 2020 e fevereiro de 2022, coordenando o Programa Combustível do Futuro, o Comitê RenovaBio e o Grupo de Trabalho para a inserção de biocombustíveis no ciclo Diesel. Na ANP, foi Assessor de Diretoria entre maio de 2018 e novembro de 2020, representando a Agência em audiências públicas no Congresso Nacional, em grupos de trabalho interministeriais e em eventos nacionais e internacionais. Entre outubro de 2017 e maio de 2018, foi Superintendente Adjunto de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos, sendo responsável por conduzir a primeira etapa da regulamentação do RenovaBio relacionada ao RenovaCalc e à certificação de produtores, além de liderar uma missão aos Estados Unidos sobre o LCFS e o RFS.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Pietro Mendes possui bacharelado e licenciatura em Química pela Universidade Federal Fluminense (UFF), bacharelado em Direito pela Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (UNIRIO), pós-graduação executiva em Petróleo e Gás pela COPPE-UFRJ, MBA em Gestão Estratégica e Econômica de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos (Conceito CAPES 6) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pós-doutorado na *Beddie School of Business* (*Simon Fraser University* – Canadá). É profissional certificado em Compliance Anticorrupção (CPC-A) pelo LEC *Certification Board*.

Nascimento
30 de junho de 1957

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde maio de 2024

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Não

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Não há

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Magda Chambriard iniciou sua carreira na Petrobras em 1980, atuando sempre na área de Produção, onde acumulou conhecimento sobre todas as áreas de produção no Brasil. Foi transferida para a ANP em 2002 para assumir o cargo de assessora do diretor de Exploração e Produção, enquanto trabalhava como consultora de negócios de E&P na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, também assumiu as superintendências de Exploração e Definição de Blocos, com foco nas rodadas de licitação. Foi responsável pela implementação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria-Geral em 2012, liderando a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, da Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relacionados a estudos, elaboração de contratos e editais, os estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, bem como as tradicionais licitações de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Ministério Público, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativo-Financeira, Relações Governamentais, além das relacionadas ao segmento de Exploração e Produção. Em junho de 2024, assumiu a Presidência do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, bem como a Presidência do Conselho de Administração da Transpetro.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Magda Chambriard possui mestrado em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ (1989) e graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1979), com especialização em Engenharia de Reservatórios e Avaliação de Formações e especialização em Produção de Petróleo e Gás, realizadas no que hoje é conhecido como Universidade Petrobras. Ela realizou diversos cursos, além daqueles relacionados à produção de petróleo e gás, incluindo Desenvolvimento em Gestão na Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria de Petróleo, Gestão de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança e Desenvolvimento para Conselhos de Administração.

Nascimento
10 de abril de 1960

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde 1º de abril de 2025

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2025

Indicado por
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Conselheiro de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Conselheiro Fiscal Titular da Norte Energia S.A. e Conselheiro Fiscal Suplente da Unipar Carbocloro S.A.

ALOISIO MACÁRIO FERREIRA DE SOUZA

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Aloisio Macário foi Vice-Presidente de Recursos Humanos e Tecnologia da Informação da Usiminas, Coordenador do Capítulo Rio do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), Gerente de Governança Corporativa e Participações Minoritárias da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI), Coordenador na Divisão de Análise e Avaliação de Ativos do Banco do Brasil Asset Management (BB-DTVM), Assessor na Área Internacional do Banco do Brasil; Conselheiro de Administração da Usiminas, Gasmig e da CPFL Energia; Conselheiro Fiscal do Banco do Brasil, da Eternit, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e da CELESC; e Suplente do Conselho Fiscal da PETROBRAS. Atualmente é Conselheiro de Administração da Petrobras e da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Conselheiro Fiscal Titular da Norte Energia S.A. e Conselheiro Fiscal Suplente da Unipar Carbocloro S.A.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Aloisio Macário é Bacharel em Ciências Contábeis. Possui MBA em Gestão de Bancos Comerciais e de Investimentos pela Universidade Corporativa do CITIBANK, nos Estados Unidos, MBA em Modelagem Avançada de Avaliação de Empresas pela LLM Int. Empresarial e MBA em Previdência Complementar pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (COPPEAD) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Possui certificações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) para atuação em Conselhos Fiscal e de Administração.

Nascimento
6 de julho de 1980

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2023

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Não

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Secretário Especial de Análise de Governo da Presidência da República

BRUNO MORETTI

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Bruno Moretti iniciou sua carreira como Analista de Planejamento e Orçamento no Ministério do Planejamento em 2004. Entre 2009 e 2012, foi Diretor da Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos. De 2013 a 2014, atuou como Assessor da Secretaria-Executiva do Ministério do Planejamento e foi membro suplente do Conselho de Administração da FUNPRESP (Fundação de Previdência Complementar do Servidor Público da União). Entre 2013 e 2015, integrou o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da EBSERH (Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares). Foi Diretor e Secretário-Executivo Substituto da Secretaria-Executiva do Ministério da Saúde, entre 2014 e 2015. De 2015 a 2016, atuou como Secretário-Executivo Adjunto da Casa Civil da Presidência da República. Trabalhou como Assessor Técnico no Senado Federal, nas áreas de economia, infraestrutura, política fiscal e orçamento público, entre 2017 e 2022. Atualmente, é Secretário Especial de Análise Governamental da Presidência da República e, na Petrobras, além de Conselheiro de Administração, é Membro do Comitê de Investimentos.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Bruno Moretti é formado em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF), possui mestrado em Economia da Indústria pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), doutorado em Sociologia pela Universidade de Brasília (UnB) e realizou um estágio de pós-doutorado em Sociologia na UnB. Atualmente, é doutorando em Desenvolvimento Econômico na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).

Nascimento
14 de setembro de 1964

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Membro do Conselho Fiscal da Vivest, membro do Comitê de Auditoria da Mapfre Brasil Participações e membro do Conselho de Administração do Instituto dos Advogados de São Paulo (IASP)

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Francisco Petros atuou durante 25 anos na área de mercados de capitais (1983-2008), onde assumiu posições de Diretor e CEO de grandes empresas, tendo adquirido sólido conhecimento em finanças corporativas, avaliação de empresas e investimentos. Foi Presidente da Associação Brasileira dos Analistas do Mercado de Capitais de São Paulo (ABAMEC-SP), de 1999 a 2001, e Presidente do Conselho de Supervisão dos Analistas do Mercado de Capitais, instituído pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), entre 2010 e 2015. Foi membro do Conselho de Administração de empresas brasileiras de grande porte, tendo participado de reestruturações de governança corporativa e da tomada de decisões estratégicas em companhias como: BRF (2017-2020), Petrobras (2015-2019) e BR Distribuidora (2015-2016). Atualmente, é membro do Conselho Fiscal da Vivest, membro do Comitê de Auditoria do Grupo Mapfre (Brasil) e Conselheiro do Instituto dos Advogados de São Paulo (IASP). Na Petrobras, além de Conselheiro de Administração, é Membro do Comitê de Minoritários.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Francisco Petros é advogado formado pela Universidade Mackenzie, especializado em direito empresarial, governança corporativa, *compliance* e investigações forenses. Também é formado em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP) e pós-graduado em Finanças (MBA) pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC). Participou de diversos cursos no Brasil e no exterior nas áreas de governança corporativa, *compliance*, investigações internas (forenses), acordos criminais e civis em várias jurisdições e regulação de mercados.

Nascimento
18 de novembro de 1955

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde maio de 2024

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Preferenciais

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Other directorships
Membro do Conselho de Administração da Desenvolve SP

JERÔNIMO ANTUNES

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Jerônimo Antunes possui sólida na área de Administração, com ênfase em Ciências Contábeis e principalmente nas atividades em auditoria independente, *assurance services*, gestão de riscos, consultoria empresarial e perícia contábil. É membro independente dos Conselhos de Administração da Desenvolve SP e do Conselho Curador da Fipecafi. Atua como perito-contador e assistente técnico de perícia em câmaras de arbitragens e no poder judiciário, bem como consultor e parecerista em assuntos de auditoria, gestão de riscos, controles internos e contábeis. Atuou como membro independente do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Cia. Müller de Bebidas, membro externo do Comitê de Auditoria do IRB-BRASIL Resseguros S.A. (IRB RE) e da Fundação CESP (FUNCESP/Vivest), além de membro independente e coordenador dos Comitês de Auditoria Estatutários da Petrobras e do Conglomerado Petrobras, BR Distribuidora, Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp), Metrô São Paulo, Paranapanema, Eletronuclear e Eletrobras. Também foi membro externo dos Comitês de Auditoria da BRF, OceanPact Serviços Marítimos (OceanPact) e Vibra. Foi eleito "Profissional de Contabilidade do Ano de 2019" pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade – Anefac e é membro da Academia Paulista de Contabilidade – cadeira nº 60. Atualmente, é Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário e do Comitê de Minoritários, além de membro do Comitê de Pessoas e do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Jerônimo Antunes é graduado em Administração de Empresas e Ciências Contábeis, possui mestrado e doutorado em Ciências Contábeis com especialização em Controladoria e Contabilidade pela Universidade de São Paulo (USP), onde é professor desde 2001.

Nascimento
30 de maio de 1945

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Agro imobiliária Avanhadava S.A., da Dinâmica Energia S.A., da Jataí Empreendimentos e Participações, da Jupem S.A. Participações e Empreendimentos, da Navegação Porto Morrinho S.A., da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e da Agro Imobiliária Primavera S.A e Membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. João Abdalla, também conhecido como Juca Abdalla, através dos seus veículos de investimento, é um dos maiores investidores individuais de longo prazo da B3, em valores superiores a R$ 20 bilhões, com foco nos segmentos de Óleo e Gás, Energia e Mineração, cujas posições são carregadas há mais de 10 anos. Ele possui experiência nos conselhos da Naturgy Brasil e da CEMIG, o que o que lhe conferiu *background* importante nos segmentos de Energia e Óleo & Gás. Sua atuação sempre foi pautada pelo respeito aos interesses de todos os *stakeholders*, em especial nas companhias de controle estatal. Com foco no controle dos custos operacionais, disciplina de alocação de capital e retorno equivalente ao risco assumido por todos os *stakeholders*, especialmente os acionistas das companhias, sempre com visão de longo prazo, o Conselheiro Juca busca apoiar da melhor forma possível o desempenho do *Management*. Seus principais cargos incluem: (a) CEO e acionista controlador do Banco Clássico S.A. (acionista controlador de diversos veículos de investimento) desde 1989; (b) membro titular do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais desde 2019, incluindo atuação como suplente (2015-2019); (c) membro titular do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica (2019-2022); e (d) membro suplente do Conselho de Administração da Naturgy Brasil (2015-2022).

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. João Abdalla é formado em Economia pela Universidade Presbiteriana Mackenzie.

Nascimento
4 de junho de 1982

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2024

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Secretário Executivo Adjunto do Ministério das Finanças

RAFAEL RAMALHO DUBEUX

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Rafael Dubeux atua no Ministério da Fazenda desde 2023, inicialmente como Assessor Especial do Ministro e, posteriormente, como Secretário-Adjunto. Integra a carreira de Advogado da União desde 2005 e ocupou diversos cargos na administração pública, incluindo Secretário de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação do Recife de 2021 a 2023, Adjunto da Subchefia de Assuntos Jurídicos da Casa Civil da Presidência da República de 2014 a 2016, Adjunto da Subchefia de Assuntos Parlamentares na Presidência da República de 2012 a 2013 e Consultor Jurídico Adjunto no Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicações de 2011 a 2012. Além de suas funções no governo, foi membro do Conselho de Administração do Porto Digital, do Parqtel (Parque Tecnológico de Eletrônica e Tecnologias Associadas de Pernambuco) e da Aries (Agência Recife para Inovação e Estratégia) em 2016. É autor dos livros "Desenvolvimento e Mudanças Climáticas" e "Inovação no Brasil e na Coreia do Sul" (ambos publicados pela Editora Juruá) e coautor de "Marco Legal da Ciência, Tecnologia e Inovação no Brasil" (Editora JusPodivm). Atualmente, é membro do Comitê de Investimentos da Petrobras.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Rafael Dubeux possui doutorado em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília (UnB) (Instituto de Relações Internacionais - IREL/UnB, 2015) e mestrado no mesmo programa (IREL/UnB, 2009), além de graduação em Direito pela Universidade Federal de Pernambuco (Faculdade de Direito do Recife/UFPE, 2004). Foi Pesquisador Visitante na *University of California, Berkeley*, e membro do Comitê Executivo da *Berkeley Humanities and Social Sciences Association* – HSSA (UC Berkeley, 2013). Atuou como professor de pós-graduação no Instituto Brasiliense de Direito Público (IDP) e participa do grupo de pesquisa da UnB denominado Sistema Internacional no Antropoceno e Mudanças Global do Clima.

Nascimento
13 de março de 1977

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2024

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Sim

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Não há

RENATO CAMPOS GALUPPO

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Renato Galuppo é advogado desde fevereiro de 2003, com ampla experiência em contencioso e consultivo em matéria eleitoral, criminal, constitucional e cível. Foi assessor jurídico na Câmara dos Deputados de março de 2007 a junho de 2014 e de outubro de 2014 a dezembro de 2021. Atuou como membro do Conselho de Administração da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) de julho de 2023 a janeiro de 2024. Atualmente, é membro da ABRADEP (Academia Brasileira de Direito Eleitoral e Político), do PLURIS (Instituto de Direito Partidário e Político), do IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) e do ICP (Instituto de Ciências Penais). Além disso, exerce a função de Presidente do Comitê de Pessoas na Petrobras.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Renato Galuppo é bacharel em Direito pela Universidade Federal de Ouro Preto (2002), possui especialização em Direito Penal e Processo Penal pelo Centro Universitário UNA (2020) e pós-graduação em Direito Penal Econômico pelo Instituto de Direito Penal Econômico e Europeu da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra/IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) (2021).

Nascimento
5 de Janeiro de 1960

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Empregados

Independente
Não

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Não há

ROSANGELA BUZANELLI TORRES

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Rosangela Buzanelli ingressou na nossa empresa em 1987 no cargo de Geofísica. Atualmente atua na área de Exploração, é Presidente do Comitê de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança) e membro do Comitê de Investimentos.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Rosangela Buzanelli é graduada em Engenharia Geológica pela Universidade Federal de Ouro Preto e mestre em Sensoriamento Remoto, com foco em Geociências pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Nascimento
3 de fevereiro de 1982

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2023

Mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026

Indicado por
Acionista Controlador

Independente
Não

Relações Familiares
Não há

Outros cargos de Administração
Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do Ministério de Minas e Energia

VITOR EDUARDO DE ALMEIDA SABACK

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Vitor Saback é Servidor Público Federal do Ministério Público da União, no cargo de Analista de Gestão Pública. Ocupou diversos cargos executivos no Governo Federal em diferentes Ministérios, como a Secretaria de Relações Institucionais da Presidência da República, a Secretaria de Governo da Presidência da República e o Ministério da Economia. Atuou em Conselhos de Administração nos setores financeiro, de empresas estatais e de petróleo e gás. Foi Diretor da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico e, atualmente, ocupa o cargo de Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral no Ministério de Minas e Energia (MME).

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Vitor Saback é graduado em Administração de Empresas pela Universidade de Brasília e possui bacharelado em Direito pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (UniCeub). Possui pós-graduação em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), mestrando em Economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP).

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva renunciou ao cargo de membro do Conselho de Administração em 20 de fevereiro de 2025, com efeitos a partir de 20 de março de 2025. Nos termos do artigo 150 da Lei nº 6.404/76 e do artigo 25 do nosso Estatuto Social, em caso de vacância no cargo de Conselheiro, o cargo poderá ser preenchido por um substituto indicado pelo Conselho de Administração, até que seja realizada a próxima Assembleia Geral de Acionistas, que, neste caso, já está agendada para ocorrer em 16 de abril de 2025. Em 28 de março de 2025, nosso Conselho de Administração nomeou o Sr. Aloisio Macário Ferreira de Souza como membro do Conselho da companhia, para substituir o Sr. Marcelo Gasparino da Silva até a Assembleia Geral de Acionistas. O Sr. Aloisio Macário Ferreira de Souza tomou posse em 1º de abril de 2025.

Nossa Assembleia Geral Ordinária anunciando novos membros no Conselho de Administração ocorrerá em abril de 2025, após o arquivamento deste relatório. Informações sobre a proposta relativa aos possíveis novos membros estão disponíveis aos acionistas no site da Companhia (**www.petrobras.com.br/ri**) e da SEC.

Conselho Fiscal

Possuímos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, que é independente de nossa administração e de auditores independentes. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal, como órgão de fiscalização, incluem, entre outras: (i) representar os acionistas, monitorando as atividades da administração; (ii) verificar o cumprimento dos deveres legais e estatutários; e (iii) rever o relatório anual de gestão e as demonstrações financeiras consolidadas auditadas, emitindo parecer no final do exercício.

Os membros do nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos pelos nossos acionistas em assembleia geral ordinária para mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela legislação societária brasileira. Os titulares de ações preferenciais e os titulares minoritários de ações ordinárias têm direito, cada um, como classe, de eleger um membro e o correspondente suplente do nosso Conselho Fiscal. O Governo federal brasileiro tem o direito de nomear a maioria dos membros do nosso Conselho Fiscal e seus suplentes, dos quais um membro e o correspondente suplente serão necessariamente nomeados pelo Ministro da Fazenda, representando o Tesouro Brasileiro.

MEMBROS ATUAIS DO NOSSO CONSELHO FISCAL

	Ano da primeira nomeação	Eleito/nomeado por
Membros		
Cristina Bueno Camatta	2023	Governo federal brasileiro
Daniel Cabaleiro Saldanha (Presidente)	2023	Governo federal brasileiro
Viviane Aparecida da Silva Varga	2023	Governo federal brasileiro/ Ministério da Fazenda
Paulo Roberto Franceschi	2024	Acionista minoritário
Ronaldo Dias	2024	Acionista preferencial
Membros suplentes		
Sidnei Bispo	2023	Governo federal brasileiro
Gustavo Gonçalves Manfrim	2023	Governo federal brasileiro
Otávio Ladeira de Medeiros	2022	Governo federal brasileiro/ Ministério da Fazenda
Vanderlei Dominguez da Rose	2024	Acionista minoritário
Ricardo José Martins Gimenez	2024	Acionista preferencial

Nossa Assembleia Geral Ordinária anunciando membros no Conselho Fiscal ocorrerá em abril de 2025, após o arquivamento deste relatório. Informações sobre a proposta relativa aos possíveis novos membros estão disponíveis aos acionistas no site da Companhia (**www.petrobras.com.br/ri**) e da SEC.

Diretoria Executiva



Nossa Diretoria Executiva é composta por um Diretor Presidente e oito Diretores Executivos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossa Diretoria Executiva é responsável pela nossa administração no dia a dia. Nossos diretores executivos não precisam ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege nossos diretores executivos, inclusive o CEO, e deve considerar qualificações pessoais, experiência e especialização ao eleger diretores executivos. O mandato dos nossos diretores executivos tem duração de dois anos, sendo permitidas no máximo três reeleições consecutivas. Nosso Conselho de Administração poderá destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento e sem justa causa, com procedimento especial para destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade nos termos do Regimento Interno do Conselho de Administração. De acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração, para deliberar sobre a destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade o Conselho de Administração deverá obedecer a um quórum qualificado que exige o voto do Diretor eleito pelos acionistas minoritários ou do Diretor eleito pelos acionistas preferencialistas.

Para mais informações sobre nossa Diretoria Executiva, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para cópia do nosso Estatuto Social.

Na data deste relatório anual, tínhamos os seguintes nove diretores executivos:

Nascimento
30 de junho de 1957

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
CEO desde maio de 2024

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Magda Chambriard iniciou sua carreira na Petrobras em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimento sobre todas as áreas de produção no Brasil. Foi transferida para a ANP em 2002 para assumir o cargo de assessora do diretor de Exploração e Produção, enquanto trabalhava como consultora de negócios de E&P na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, também assumiu as superintendências de Exploração e Definição de Blocos, com foco nas rodadas de licitação. Foi responsável pela implementação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria-Geral em 2012, liderando a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, da Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relacionados a estudos, elaboração de contratos e editais, os estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, bem como as tradicionais licitações de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Ministério Público, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativo-Financeira, Relações Governamentais, além das relacionadas ao segmento de Exploração e Produção. Em junho de 2024, assumiu a Presidência do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, bem como a Presidência do Conselho de Administração da Transpetro.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Magda Chambriard possui mestrado em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ (1989) e graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1979), com especialização em Engenharia de Reservatórios e Avaliação de Formações e especialização em Produção de Petróleo e Gás, realizadas no que hoje é conhecido como Universidade Petrobras. Ela realizou diversos cursos, além daqueles relacionados à produção de petróleo e gás, incluindo Desenvolvimento em Gestão na Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria de Petróleo, Gestão de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança e Desenvolvimento para Conselhos de Administração.

Nascimento
12 de setembro de 1963

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
Diretora Executiva de Assuntos Corporativos desde maio de 2023

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

CLARICE COPPETTI

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Clarice Coppetti foi nossa Diretora Executiva Relacionamento Institucional e Sustentabilidade de março a abril de 2023. Anteriormente, foi Vice-Presidente de Tecnologia da Informação na Caixa Econômica Federal ("Caixa"). Também atuou como Diretora de Operações e Serviços na Autoridade Pública Olímpica - APO e como Diretora de Relações Institucionais na Norte Energia S.A., acumulando o cargo de Diretora Financeira. Foi Diretora Comercial na Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul - PROCERGS. Foi membro do Comitê de Auditoria Externa da Caixa. Na Caixa, atuou como Membro Titular do Comitê de Auditoria e do Comitê de Riscos, além de Presidente do Comitê de Tecnologia da Informação. Também foi membro do Conselho Deliberativo e do Conselho Fiscal da Fundação dos Economiários Federais - FUNCEF. Além disso, foi membro do Conselho de Administração da Caixa Capitalização S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Caixa Consórcios S.A.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Clarice Coppetti é graduada em Ciências Contábeis e Ciências Econômicas e possui pós-graduação em Gestão Estratégica de Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Nascimento
15 de abril de 1964

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados desde maio de 2023

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Claudio Schlosser foi Diretor Executivo de Comercialização e Logística de março a abril de 2023. O Sr. Claudio Schlosser ingressou na Petrobras em 1987 como Engenheiro de Processamento de Petróleo. Ele possui mais de 37 anos de experiência em diversas áreas de processamento, comercialização e logística de petróleo e seus derivados. Entre os muitos cargos que ocupou, destacam-se: Gerente Geral da Refinaria Henrique Lage (REVAP) e da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Gerente e Diretor da Fábrica Carioca de Catalisadores, Vice-Presidente da Petrobras América e Gerente Executivo de Refino, Petroquímica e Fertilizantes da Petrobras, liderando 13 refinarias, uma planta industrial de xisto, além de complexos petroquímicos e fábricas de fertilizantes da Petrobras.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Claudio Schlosser é graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal de Santa Maria e em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Petrópolis – RJ. Possui um MBA em Finanças pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e em Gestão pelo INSEAD - Institut Européen d'Administration des Affaires e pela Fundação Dom Cabral, além de um Executive MBA pela Rice University, em Houston.

Nascimento
11 de fevereiro de 1972

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores (Chief Financial Officer - CFO e Chief Investor Relation Officer - CIRO) desde julho de 2024

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

FERNANDO SABBI MELGAREJO

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Fernando Melgarejo trabalhou por 37 anos no conglomerado Banco do Brasil S/A, dos quais dedicou cerca de 30 anos à área financeira, onde foi Gerente Executivo no Departamento de Finanças e Relações com Investidores do Banco do Brasil, na área de Estruturação e Análise Financeira. Foi Head de Participações na Previ (2022-2024), onde também ocupou o cargo de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ) (2022-2023), além de Conselheiro da Fundação Banco do Brasil. Atuou como membro do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria da Neoenergia (2023-2024); membro efetivo do Conselho de Administração da Invepar (2022-2023); membro efetivo do Conselho de Administração do Economus Instituto de Seguridade Social (2020-2022); membro do Comitê de Finanças da Cielo (2019-2022); membro do Comitê de Finanças da Cateno (2016-2019); membro efetivo do Conselho Fiscal do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças (2009-2011); e membro do Conselho de Administração da Cassi (2008-2010), onde também atuou como membro do Conselho Fiscal, do Comitê de Finanças e do Coaud. Atualmente, é Presidente do Conselho de Administração do Grupo Litel.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Fernando Melgarejo é formado em Economia pela União Educacional de Brasília (UNEB), possui pós-graduação em Negócios Internacionais pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e mestrado em Economia Empresarial pela Universidade Católica de Brasília (UCB).

Nascimento
1º de setembro de 1971

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde abril de 2023

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

MÁRIO VINÍCIUS CLAUSSEN SPINELLI

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Mário Spinelli é professor na Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Atuou como Diretor de Compliance Regulatória na empresa Protiviti-ICTS (2022-2023). Foi Ouvidor-Geral da Petrobras por dois mandatos (2016-2021), Controlador-Geral do Estado de Minas Gerais (2015), Primeiro Controlador-Geral do Município de São Paulo (2013-2014), Secretário de Prevenção da Corrupção e Informações Estratégicas da Controladoria-Geral da União - CGU (2010-2013), Conselheiro do Conselho de Controle de Atividades Financeiras – Coaf (2010-2013), Assessor Técnico do Ministro-Chefe da CGU (2008-2009), Membro da Comissão de Ética da CGU (2008-2009) e Gerente da Diretoria de Prevenção da Corrupção da CGU (2007). É auditor de carreira da CGU (Auditor Federal de Finanças e Controle) desde 2001. Foi Auditor Especializado, aprovado por concurso público, no Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais (1999-2001). Também atuou como membro do Conselho Fiscal das empresas Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A, São Paulo Turismo S/A e Companhia São Paulo de Desenvolvimento e Mobilização de Ativos S/A. Foi representante brasileiro no Grupo Anticorrupção dos países do G20 (2010). Participou da elaboração da Lei de Acesso à Informação e da Lei Anticorrupção, entre outras iniciativas legais.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Mário Spinelli é doutor em Administração Pública e Governo pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV-SP) e mestre em Administração Pública pela Fundação João Pinheiro (FJP-MG).

Nascimento
3 de outubro de 1958

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade desde maio de 2023

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

MAURÍCIO TIOMNO TOLMASQUIM

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Maurício Tolmasquim foi Gerente Executivo de Estratégia e Planejamento na Petrobras. Atuou como Diretor de Planejamento Energético (Presidente da Empresa de Pesquisa Energética - EPE) por mais de 11 anos, coordenando estudos destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, abrangendo energia elétrica, petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Sob sua gestão, o Brasil realizou 37 leilões de energia bem-sucedidos, contratando 92 GW de nova capacidade de geração de eletricidade. Ele liderou o estudo que embasou as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) do Brasil, submetidas à UNFCCC em 2015, e coordenou os estudos que subsidiaram a elaboração de um novo marco regulatório para o pré-sal. Foi Secretário Executivo e Ministro Interino do MME por quase dois anos e meio, sendo responsável por coordenar o grupo de trabalho que desenhou o marco regulatório do setor elétrico, em vigor desde 2004. Foi pesquisador visitante no Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e no *Electricity Policy Group* da Harvard Kennedy School. Devido aos leilões de energia renovável implementados no Brasil e adotados por diversos países da América Latina, foi eleito pela revista Latin Trade como uma das 25 pessoas que mudaram a América Latina no último quarto de século. Foi condecorado pelo Itamaraty como Grande Oficial da Ordem de Rio Branco, em reconhecimento a serviços meritórios e virtudes cívicas. Recentemente, aposentou-se do cargo de Professor Titular do Programa de Planejamento Energético do Programa de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE/UFRJ).

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Maurício Tolmasquim é graduado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e em Economia pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Possui mestrado em Planejamento Energético pela UFRJ e concluiu seu doutorado em Socioeconomia do Desenvolvimento na École des Hautes Études en Sciences Sociales (EHESS), na França.

Nascimento
12 de julho de 1967

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação desde junho de 2024

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

RENATA FARIA RODRIGUES BARUZZI LOPES

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Renata Baruzzi ingressou na Petrobras há 38 anos e trabalhou na Refinaria de Cubatão (RPBC) e na Refinaria de Paulínia (REPLAN) durante os primeiros oito anos na empresa. Iniciou sua carreira de gestão em 2001 na área de Recursos Humanos e, posteriormente, migrou para a Engenharia, onde atuou em todos os níveis de gestão por 12 anos, tornando-se Gerente Executiva da ETM-CORP (Engenharia, Tecnologia e Materiais – Corporativo) em 2012. Possui experiência internacional, tendo atuado como Gerente Corporativa na Petrobras America Inc (Houston, TX) de 2015 a 2019.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Renata Baruzzi é graduada em Matemática pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), possui especialização em Gestão Estratégica de Tecnologia pela COPPE/NCE e em Administração de Empresas pelo IBMEC, além de diversos cursos de extensão no exterior, incluindo o *Advanced Management Program* (AMP) na Harvard Business School.

Nascimento
19 de julho de 1957

Nacionalidade
Brasileira

Cargo
Diretora Executiva de Exploração e Produção desde junho de 2024

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

SYLVIA MARIA COUTO DOS ANJOS

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Sylvia Anjos foi assessora especial do CEO da Petrobras em 2023, atuando como geóloga aposentada da Petrobras. Possui mais de 42 anos de experiência na área de E&P, tendo ocupado diversos cargos gerenciais ao longo de sua carreira na empresa, com destaque para suas funções no Cenpes, na Gerência Geral de Exploração e como Gerente Geral de Tecnologias para o Ativo Libra. Também trabalhou no programa "Gás e Energia Competitivo", preparando a Petrobras para o novo cenário competitivo do gás natural no Brasil. Supervisionou inúmeras dissertações de mestrado e teses de doutorado, com dezenas de publicações nacionais e internacionais. É membro e cofundadora do Comitê de Diversidade do IBP desde 2018. Foi presidente por dois mandatos da Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo – ABGP e também vice-presidente da American Association of Petroleum Geologists – AAPG América Latina.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Sylvia Anjos é graduada em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), possui mestrado em Geologia pela University of Illinois at Urbana-Champaign e doutorado pela mesma universidade. Além disso, realizou diversos cursos de extensão no exterior, incluindo Treinamento Gerencial no INSEAD – Institut Européen d'Administration des Affaires (França), na Kellogg School (EUA), na Dom Cabral e na Fundação Getúlio Vargas (FGV - Brasil).

Nascimento
31 de agosto de 1960

Nacionalidade
Brasileiro

Cargo
Diretor Executivo de Processos e Produtos Industriais desde maio de 2023

Mandato atual expira em
Abril de 2025

Relações Familiares
Não há

WILLIAM FRANÇA DA SILVA

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. William França atuou como Diretor Executivo de Refino e Gás Natural de março a abril de 2023. Ele iniciou sua carreira na Petrobras como engenheiro de processamento em 1988, na Refinaria Duque de Caxias/RJ (Reduc). Sua experiência profissional inclui atuar como gerente de ativos da Refinaria Guillermo Bell/Bolívia e como gerente geral das refinarias: RPBC/Cubatão-SP; REGAP/Betim-MG; RLAM/Mataripe-BA e REDUC/Duque de Caxias-RJ. Também foi gerente executivo e Diretor de Transporte Marítimo, Dutos e Terminais da Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO, Diretor Presidente da Transpetro BEL 09 S.A., Diretor da Transpetro Internacional e membro do Conselho de Administração da Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. Atualmente, o Sr. França da Silva é membro dos Conselhos de Administração da Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO e da Refinaria de Petróleo Riograndense.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. William França é graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Possui um MBA em Gestão de Negócios (COPPEAD/UFRJ) e formação em Gestão Estratégica e Cadeia de Valor pelo INSEAD – Institut Européen d'Administration des Affaires (França).

Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva

Requisitos para Eleição

Nosso estatuto social (conforme alterado pela Assembleia Geral Extraordinária de 25 de abril de 2024) prevê que a eleição dos Conselheiros de Administração e Diretores Executivos seguirá os requisitos e restrições previstos na Lei nº 6,404/76, Lei nº 13,303/2016 e Decreto nº 8,945/16, bem como nossa Política de Indicação. Sendo assim, para ser eleito, cada um dos nossos diretores executivos e cada membro do nosso Conselho de Administração deverá:

- não ser réu em quaisquer processos judiciais ou administrativos que tenham decisão desfavorável em segunda instância sobre assunto relacionado às atividades a serem exercidas em nossa empresa;
- não ter pendências comerciais ou financeiras reclamadas ou incluídas em cadastros oficiais de devedores, embora esclarecimentos sobre tais questões possam nos ser prestados;
- demonstrar diligência na resolução de questões levantadas em relatórios de órgãos de controle interno ou externo em processos e/ou atividades sob sua gestão, quando aplicável;
- não ter violado nosso Código de Conduta Ética, Programa de *Compliance* ou outras normas internas, quando aplicável;
- não ter sido incluído no sistema disciplinar de nenhuma de nossas subsidiárias ou coligadas, nem ter sido sujeito a penalidades trabalhistas ou administrativas em qualquer outra pessoa jurídica nos últimos três anos em decorrência de investigações internas, quando aplicável; e
- nossos diretores executivos devem ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente, em negócios ou em áreas afins, conforme especificado em nossa política de indicação.

Remuneração

De acordo com nosso Estatuto Social, nossos acionistas estabelecem a remuneração global, ou alocam a remuneração individualmente, a ser paga aos nossos conselheiros, diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e comitês de assessoramento ao nosso Conselho de Administração. Caso os acionistas não distribuam a remuneração individualmente, nosso Conselho de Administração poderá fazê-lo.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, o valor total da remuneração que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e aos nossos diretores executivos foi de US$ 6,8 milhões. Esses valores incluem o pagamento de remuneração variável aos nossos diretores executivos. Em 31 de dezembro de 2024, contávamos com 9 diretores executivos e 11 membros do Conselho de Administração.

Para informações sobre nossos programas de remuneração variável e outros benefícios, como planos de previdência e saúde, consulte “Empregados – Benefícios” nesta seção.

	2024[1]		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9	11	5
Média de membros remunerados no período	9	8	5
Valor da remuneração máxima (US$)	583.187,66	30.519,52	33.571,48
Valor da remuneração mínima (US$) [2]	456.791,94	29.397,77	30.519,52
Valor médio da remuneração (US$) [3]	622.480,03[4]	31.004,72	31.129,81

(1) Os valores consideram todas as parcelas pagas no exercício de 2024 conforme estabelecido pela CVM.

(2) O valor da remuneração mínima anual individual foi determinado tendo em conta a remuneração efetivamente paga aos membros que trabalharam durante o ano. O membro com menor salário anual serviu por 12 (doze) meses no exercício social.

(3) O valor médio da remuneração corresponde ao valor total da remuneração anual paga dividido pela média do número de membros remunerados no período.

(4) O cálculo inclui os valores relativos ao desligamento do cargo (licença jardinagem) e pagamento das parcelas diferidas da Remuneração Variável referentes aos ex-membros da Diretoria Executiva que deixaram nossa companhia. Consequentemente, o valor médio foi superior ao valor da remuneração máxima e não representa o valor efetivamente pago aos nossos atuais Diretores Executivos, que está apresentado nos valores de remuneração mínima e máxima indicados acima.

Para obter mais informações sobre a remuneração de nossos empregados e diretores executivos, consulte as Notas 18 e 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além da remuneração, os membros de nossa Diretoria Executiva recebem benefícios adicionais, como assistência médica, benefícios previdenciários complementares e auxílio-moradia. Os membros do Conselho de Administração têm direito a benefícios complementares de segurança social.

Os membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva poderão ter legalmente direito à licença quarentena após o término do mandato, cujas regras e exceções são previstas na legislação brasileira.

Nenhum dos membros de nossa Diretoria Executiva e nenhuma de nossas subsidiárias fazem jus a benefícios por término de vínculo empregatício.

Para informações sobre nosso comitê de assessoramento, consulte “Comitês do Conselho da Administração” abaixo.

Não fomos obrigados a preparar uma atualização contábil que exigisse a recuperação da remuneração concedida erroneamente de acordo com nossa política de *clawback*. Adicionalmente, não havia saldo devedor em 31 de dezembro de 2024 de indenização atribuída erroneamente a ser recuperada da aplicação da apólice a uma atualização anterior.

Consulte o Anexo 97.1 deste relatório anual para obter uma cópia da política de *clawback* da Petrobras.

Titularidade de Ações

Em 31 de janeiro de 2025, os membros do nosso Conselho de Administração, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal detinham beneficamente as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Administração[1]	Diretoria Executiva[1]	Conselho Fiscal
Ações ordinárias [2]	218.608.427 [3]	3.110	—
Ações preferenciais [2]	10.418	64.333	12.042

(1) Magda Chambriard é nossa CEO e membro do nosso Conselho de Administração. Para evitar duplicação de dados, a sua participação acionária foi considerada apenas no total de ações detidas pelos membros do Conselho de Administração.

(2) Considera critérios da CVM que incluem as ações de titularidade de cônjuge do qual não esteja separado judicial ou extrajudicialmente, companheiro(a), eventuais dependentes constantes de sua declaração anual de imposto de renda e sociedades por eles controladas direta ou indiretamente. Inclui também a posição ocupada pelos membros suplentes do Conselho Fiscal. Não inclui a posição ocupada por membros externos dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração.

(3) Reflete também a titularidade efetiva de aproximadamente 2,94% das ações ordinárias de José João Abdalla Filho.

Individualmente, nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham menos de 1% de qualquer classe de nossas ações, exceto o Sr. José João Abdalla Filho, que detinha beneficamente, em 31 de janeiro de 2025, 218.601.900 ações ordinárias da companhia, representando aproximadamente 2,94% das ações ordinárias da companhia. As ações detidas por nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações da mesma espécie e classe detidas por nossos demais acionistas. Nenhum de nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal possui qualquer opção de compra de ações ordinárias ou preferenciais, nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra de nossas ações ordinárias ou preferenciais. Não possuímos plano de opção de compra de ações para nossos Conselheiros, Diretores Executivos ou empregados.

Comitês do Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração conta com um total de seis comitês estatutários de assessoramento:

- **Comitê de Investimentos:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração na definição de nossas diretrizes estratégicas, do plano estratégico, do plano anual de negócios, entre outros assuntos estratégicos e questões financeiras. O comitê também auxilia nosso Conselho de Administração na avaliação da estrutura e das condições das transações de investimento e desinvestimento, incluindo novas oportunidades de negócios, fusões, consolidações e cisões em que estamos envolvidos e que são de responsabilidade do Conselho de Administração. Além disso, o comitê assessora nosso Conselho de Administração na análise de nosso programa anual de financiamento.
- **Comitê de Auditoria:** para mais informações sobre nosso comitê de auditoria, consulte "Comitê de Auditoria" nesta seção.
- **Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em políticas e diretrizes relacionadas à gestão estratégica de SMS, mudanças climáticas, transição para uma economia de baixo carbono e questões de responsabilidade social, entre outros assuntos. Este comitê acompanha, entre outros assuntos, indicadores e pesquisas sobre nossa imagem e reputação, relacionados às questões de SMS e sustentabilidade, sugerindo ações quando necessário. Além disso, o comitê aprova e monitora iniciativas ASG.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração nos aspectos relativos à gestão de ativos humanos de nível sênior, incluindo, mas não se limitando a: remuneração (fixa e variável), políticas de nomeações e sucessão, bem como os processos de seleção e elegibilidade. O Comitê de Pessoas atua em conformidade com a Lei nº 13.303/12 e o Decreto nº 8.945/16, atuando como um comitê de elegibilidade para auxiliar os acionistas na indicação de membros para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e supervisionar a implementação das verificações de antecedentes exigidas sobre a integridade e conformidade dos indicados do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos Diretores Executivos, bem como dos membros externos dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração, e tendo função deliberativa nesses casos. O comitê assessora nosso Conselho de Administração sobre a possível aplicação de penalidades aos Diretores Executivos e membros do Conselho de Administração e seus Comitês de Assessoramento Estatutários e, avalia recursos de rescisões de contratos de trabalho caso o Comitê de Integridade não chegue a um consenso sobre medidas disciplinares. O comitê também acompanha pesquisas de imagem e reputação, recomendando ações quando necessário.
- **Comitê de Minoritários:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em transações com partes relacionadas envolvendo o Governo federal brasileiro, suas entidades e fundações, ou empresas estatais federais em caso de transações fora do curso normal de nossos negócios, incluindo acompanhamento o processo de revisão do Acordo de Cessão de Direitos. O comitê de minoritários também assessora nossos acionistas emitindo sua opinião sobre determinados assuntos que necessitam de aprovação em assembleias gerais, nos termos do artigo 30, §4º do nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado:** aprovado para atender às exigências da Lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade de empresas controladas compartilharem os custos e estruturas de suas correspondentes controladoras. O comitê é responsável pelas empresas do Conglomerado Petrobras que não possuem comitês de auditoria interna. Além disso, o comitê assessora nosso Conselho de Administração quanto às orientações para as empresas do Conglomerado Petrobras nas matérias previstas em seu estatuto social.

RESUMO DA COMPOSIÇÃO DOS NOSSOS COMITÊS DE ASSESSORAMENTO ESTATUTÁRIOS, NA DATA DESTE RELATÓRIO ANUAL

Membros	Comitês					
	Investimento	Auditoria	Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Pessoas	Minoritários	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Arthur Cerqueira Valerio				●		
Benjamin Alves Rabello Filho	●					
Bruno Moretti	●					
Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira		●				●
Evely Forjaz Loureiro			●			
Fábio Veras de Souza		●		●		●
Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis					●	
Gustavo Amarante Gabriel						●
Jerônimo Antunes		●		●	●	●
José Affonso de Albuquerque Netto				●		
José João Abdalla Filho	●				●	
Newton de Araujo Lopes		●				
Rafael Ramalho Dubeux	●					
Raoni Iago Pinheiro Santos			●			
Renato Campos Galuppo				●		
Rodrigo de Melo Teixeira			●			
Rosangela Buzanelli Torres	●		●			

● PRESIDENTE DE CADA COMITÊ

● MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ

● DEMAIS MEMBROS

Comitê de Auditoria

Nosso comitê de auditoria estatutário é um comitê consultivo do nosso Conselho de Administração e auxilia em questões que envolvem nossa contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e *compliance*. Nosso comitê de auditoria estatutário também recomenda a nomeação de nossos auditores independentes para nosso Conselho de Administração e avalia a eficácia de nossos controles internos de conformidade financeira e legal. De acordo com a Lei nº 13.303/2016 e o Decreto nº 8.945/2016, nosso comitê de auditoria estatutário deve ter no mínimo três membros e no máximo cinco membros, que devem ser independentes de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e Resolução CVM 23/2021 e pelo menos um dos membros deverá ter reconhecida experiência em contabilidade societária. Adicionalmente, a Resolução CVM nº 23/2021 exige que pelo menos um membro do comitê de auditoria seja membro do conselho, embora permita a indicação de outros membros que não sejam membros do Conselho de Administração, desde que tais outros membros atendam aos requisitos de independência da CVM. Em 30 de novembro de 2020, nossos acionistas aprovaram uma alteração em nosso estatuto social exigindo que nosso comitê de auditoria seja composto por membros de nosso Conselho de Administração e pessoas externas.

Devido à sua composição, nosso comitê de auditoria estatutário não é equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA. De acordo com a Regra 10A-3(c)(3) do Exchange Act, que prevê uma isenção de acordo com as regras da SEC em relação aos comitês de auditoria de empresas listadas, não se exige que um emissor privado estrangeiro tenha um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA se o emissor privado estrangeiro tiver um órgão estabelecido e selecionado de acordo com as disposições legais ou de listagem do país de origem que expressamente exijam ou permitam tal órgão, e se o órgão atender aos requisitos de (i) ser separado do conselho completo, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum executivo diretor ser membro do órgão, e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecem padrões para a independência dos membros do órgão.

Dado que nosso comitê de auditoria estatutário está sujeito a determinados requisitos previstos nas regras da CVM (Resolução CVM 23/2021), entendemos que ele atende a esses requisitos, e contamos com a isenção prevista na Regra 10A-3(c)(3) sob a Lei das Bolsas de Valores.

Atualmente, nosso comitê de auditoria é composto por quatro membros, todos independentes, de acordo com os requisitos de independência estabelecidos pela Lei nº 13.303/2016 e pela Resolução CVM nº 23/2021. Desde junho de 2023, o Sr. Fabio Veras de Souza, o Sr. Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira e o Sr. Newton de Araujo Lopes atuam como membros externos do nosso Comitê de Auditoria. Em 29 de julho de 2024, o Sr. Jerônimo Antunes foi nomeado pelo nosso Conselho de Administração como Membro do Conselho e Presidente do Comitê de Auditoria, sucedendo o Sr. Francisco Petros, que atuava como Presidente desde abril de 2023. O Sr. Jerônimo Antunes e o Sr. Newton de Araujo Lopes são especialistas financeiros do nosso comitê de auditoria.

Nosso comitê de auditoria é responsável, entre outros assuntos:

- Monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração com relação à nomeação e destituição de nossos auditores independentes, bem como avaliar a independência de nossos auditores independentes para emitir uma opinião sobre as demonstrações financeiras e suas qualificações e perícia.
- Assessorar nosso Conselho de Administração na revisão de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais, monitorando o cumprimento dos requisitos legais e de listagem relevantes e garantindo a divulgação adequada de nossa situação econômico-financeira arquivada na CVM e na SEC.

- Aconselhar o nosso Conselho de Administração e a nossa administração, em consulta com uma empresa de auditoria independente e com as nossas unidades de gestão de risco e de controles internos, no acompanhamento da qualidade e integridade dos nossos controles internos sobre os sistemas de relato financeiro, das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e de divulgações financeiras relacionadas.
- Revisar e submeter propostas ao nosso Conselho de Administração relacionadas à resolução de conflitos entre a administração e a empresa de auditoria independentes relacionadas às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- Avaliar e monitorar, em conjunto com nossa área de gestão interna e auditoria, a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e à corrupção.
- Avaliar e monitorar, em conjunto com nossa administração e nossos auditores internos, nossas transações com partes relacionadas, incluindo uma revisão, pelo menos uma vez por ano, de todas as transações com partes relacionadas e uma análise prévia de transações com partes relacionadas envolvendo valores superiores a determinados níveis.
- Estabelecer e rever procedimentos para a recepção, retenção e processamento de reclamações relativas a matérias de contabilidade, controles internos e auditoria, incluindo procedimentos para a apresentação confidencial de reclamações internas e externas relativas ao âmbito das atividades da comissão, bem como recepção, retenção e processamento qualquer reclamação desse tipo.
- Avaliar os parâmetros subjacentes aos cálculos atuariais, bem como o resultado atuarial dos planos de benefícios mantidos pela nossa fundação de seguridade social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social.
- Realizar anualmente a avaliação formal do nosso gerente executivo de auditoria interna.

Com relação ao relacionamento do nosso comitê de auditoria com os nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outros assuntos, a nomeação e destituição dos auditores independentes, os quais estão proibidos de fornecer serviços de consultoria para nós durante a vigência de um contrato de auditoria. Nosso comitê de auditoria tem autoridade para recomendar políticas e procedimentos de pré-aprovação para a contratação dos serviços de nossos auditores independentes. Nossa administração é obrigada a obter a pré-aprovação do comitê de auditoria antes de contratar uma empresa de auditoria independente para fornecer qualquer auditoria ou serviços permitidos de não auditoria para nós ou qualquer uma de nossas subsidiárias consolidadas. Nosso comitê de auditoria pré-aprovou uma lista detalhada de serviços de auditoria até limites monetários especificados. A lista de serviços pré-aprovados é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estejam incluídos na lista, ou que excedam os limites nela especificados, deverão ser aprovados diretamente pelo nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria monitora o desempenho dos serviços prestados por nossa empresa de auditoria independente e analisa e monitora a independência e objetividade de nossa empresa de auditoria independente.

Principais honorários e serviços de auditoria independente

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados de nós, em US$ milhões, por nossa empresa de auditoria independente registrada, KPMG Auditores Independentes Ltda. (PCAOB ID 1124), durante os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023:

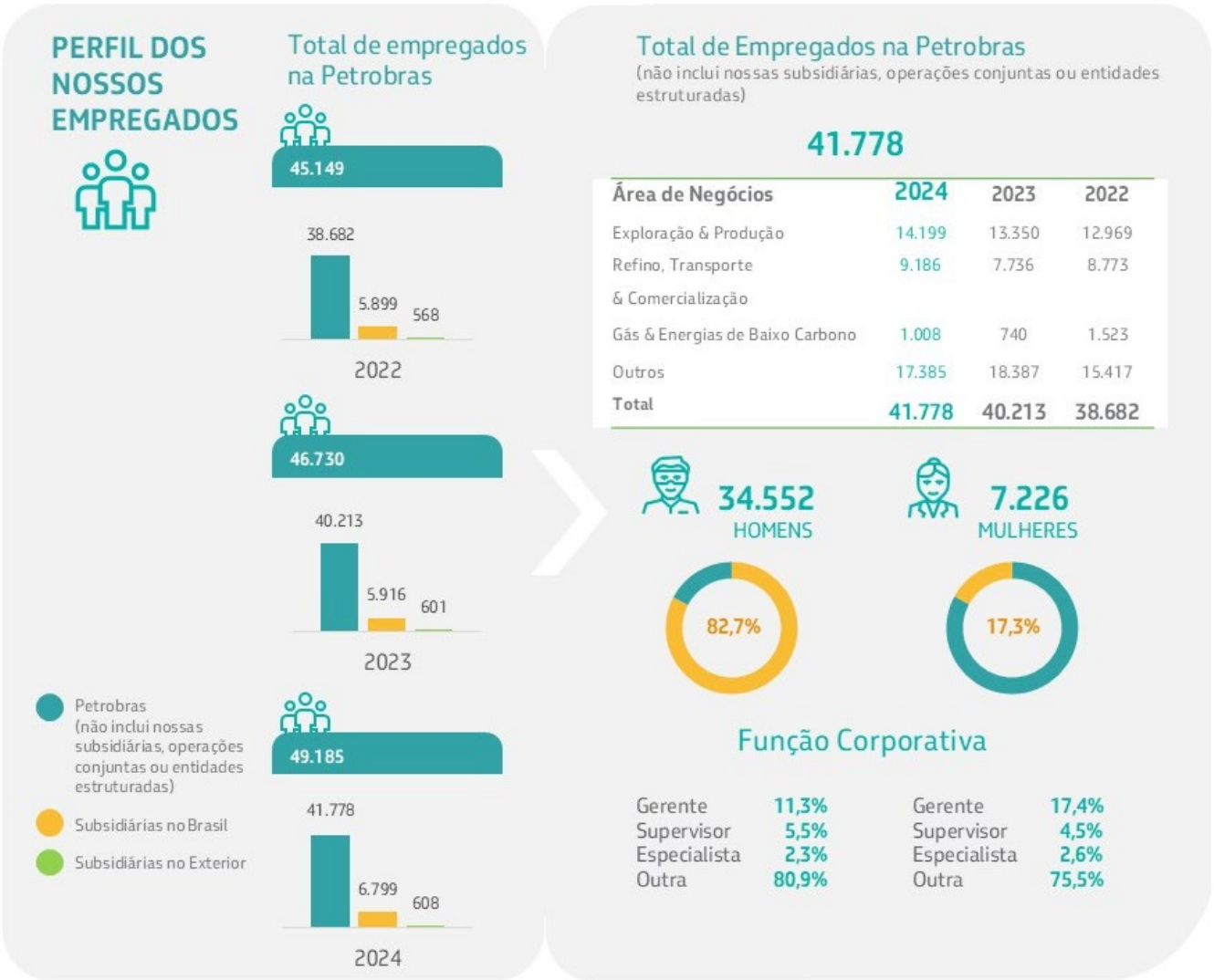
	2024	2023
Honorários de auditoria[1]	7,2	5,8
Honorários relacionados à auditoria[2]	0,1	0,2
TOTAL DE HONORÁRIOS	**7,3**	**6,0**

(1) Os honorários de auditoria compreendem os honorários cobrados (incluindo honorários por serviços relacionados à revisão de impostos em relação a registros estatutários e regulatórios) em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas auditadas (IFRS Accounting Standards e Brazilian GAAP), revisões intermediárias (IFRS Accounting Standards e Brazilian GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS Accounting Standards e Brazilian GAAP, entre outros), cartas de consentimento e revisão de documentos periódicos arquivados na SEC.

(2) Os honorários relacionados à auditoria referem-se a garantias e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou às revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são relatados em "honorários de auditoria".

Empregados

Nossa força de trabalho é nosso ativo mais importante. Nossa abordagem de gestão está expressa em nossa Política de Recursos Humanos e é baseada nos Valores Petrobras: cuidado com as pessoas, promover a diversidade, a equidade, a inclusão nos países em que operamos, e o bem-estar; integridade, atuando de forma ética, transparente e com coerência entre o discurso e a prática; sustentabilidade, gerando valor para a companhia e seus *stakeholders* com visão de longo prazo e compromisso com a vida, a transição energética justa, o meio ambiente e a sociedade; inovação, construindo novos caminhos para a companhia, superando barreiras de colaboração, tecnologia, capacidade técnica e aprendizado contínuo; compromisso com a Petrobras e o país, trabalhando com excelência e propósito para o desenvolvimento da Petrobras e do país.



Área de Negócios	2024	2023	2022
Exploração & Produção	14.199	13.350	12.969
Refino, Transporte & Comercialização	9.186	7.736	8.773
Gás & Energias de Baixo Carbono	1.008	740	1.523
Outros	17.385	18.387	15.417
Total	41.778	40.213	38.682

	Em 31 de dezembro,		
	2024	2023	2022
Nossos empregados por região (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)			
Sudeste do Brasil	35.332	34.363	32.985
Nordeste do Brasil	4.037	3.478	3.390
Outras localidades no Brasil	2.409	2.372	2.307
Total	**41.778**	**40.213**	**38.682**
Empregados de nossas subsidiárias por região			
Sudeste do Brasil	5.240	4.619	4.596
Nordeste do Brasil	746	729	734
Outras localidades no Brasil	813	568	569
No exterior	608	601	568
Total	**7.407**	**6.517**	**6.467**
TOTAL	**49.185**	**46.730**	**45.149**

Atraímos e retemos empregados talentosos por meio da oferta de benefícios competitivos e da participação em programa de remuneração variável. Oferecemos também como possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional com base no desempenho além de remuneração mensal.

A tabela abaixo apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US$ milhões		
	2024	2023	2022
Salários, férias acumuladas e encargos relacionados	3.652	3.478	3.006
Treinamento de empregados[1]	165	94	42
Distribuições de participação nos lucros	464	595	131
Programa Prêmio por Desempenho	468	416	547

(1) O treinamento de empregados não é considerado um benefício a empregados em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre distribuições de participação nos lucros e programa de remuneração variável, consulte respectivamente "Relações Trabalhistas" e "Remuneração Variável dos Empregados" neste relatório anual.

Força de Trabalho

Um dos principais desafios atuais e futuros da nossa gestão de pessoas é garantir a contínua adequação da nossa força de trabalho ao portfólio de negócios.

Nossa metodologia de planejamento de força de trabalho visa o mapeamento ideal das necessidades de empregados. É construído sob a perspectiva dos nossos processos de negócio e considera modificações de cenários estratégicos de médio e longo prazo. Considera requisitos de segurança operacional e de projetos, bem como decisões de gestão de portfólio e reestruturação organizacional.

Além disso, buscamos adequar nossa força de trabalho atual às nossas estratégias por meio de: melhoria das práticas internas de mobilidade da força de trabalho; flexibilidade para nossa estratégia de gestão de portfólio; treinamento e educação continuada relacionados a programas de mobilidade; análise de impactos e custos; pensamento crítico; gestão do conhecimento; e melhoria do perfil da nossa força de trabalho. Estes programas, que facilitam o aumento da produtividade e otimizam os nossos processos, também nos permitem ajustar melhor a nossa força de trabalho às necessidades do nosso negócio.

Os empregados são um dos ativos intangíveis mais importantes para nós e a capacidade de atrair empregados qualificados e talentosos, bem como reter e nutrir talentos internos é fundamental para o nosso sucesso e sustentabilidade. Focamos em atrair os melhores talentos externos sem descurar o talento interno dos empregados, que cresceram conosco e que compreendem a nossa organização, missão e cultura.

Para atender às necessidades de nossa força de trabalho, enfatizamos o preenchimento de vagas abertas internamente por meio de processos estruturados de mobilidade de carreira, com o objetivo de reter talentos e minimizar as despesas com contratações externas. Posteriormente, avaliamos o número de novas contratações necessárias, levando em conta nossas demandas comerciais e as vagas existentes. A contratação de novos empregados é possível principalmente por meio de Processo de Seleção Pública ("PSP") ou contratação direta (esta última essencialmente para cargos de alta administração). Até 40% do total de nossos cargos de alta administração podem ser preenchidos por meio de contratação direta.

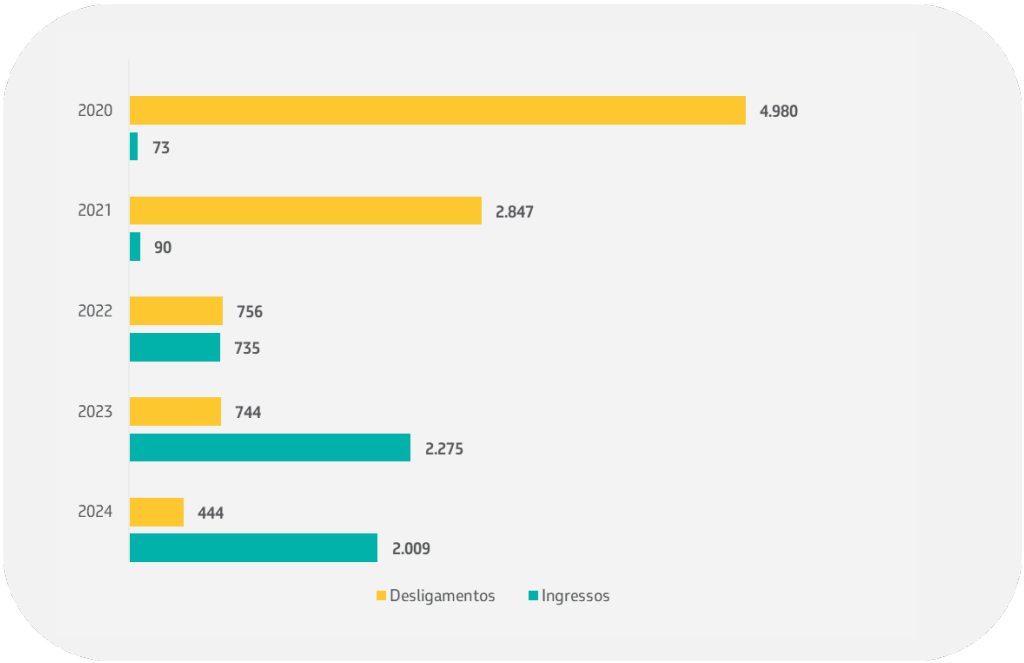
Desde 2021, retomamos as admissões pela PSP no Brasil, com especial atenção à diversidade, aumentando as contratações de pessoas com deficiência e de pessoas negras.

Com isso, em 2024, foram contratados 2.009 profissionais, dos quais 95,7% foram contratados por meio do PSP, incluindo 92 empregados com deficiência, 876 empregados negros e 424 mulheres entre todos os novos empregados.

Além das novas contratações, nosso quadro de empregados foi impactado pela demissão de empregados inscritos nas novas iterações dos Programas de Desligamento Voluntário (PDV) que foram introduzidos ao longo de 2019. Em 2024, 141 empregados nos deixaram por meio do Programa de Aposentadoria Incentivada.

No total, 444 empregados nos deixaram em 2024, dos quais 333 foram desligamentos voluntários (inclui PDVs e outros tipos de desligamentos).

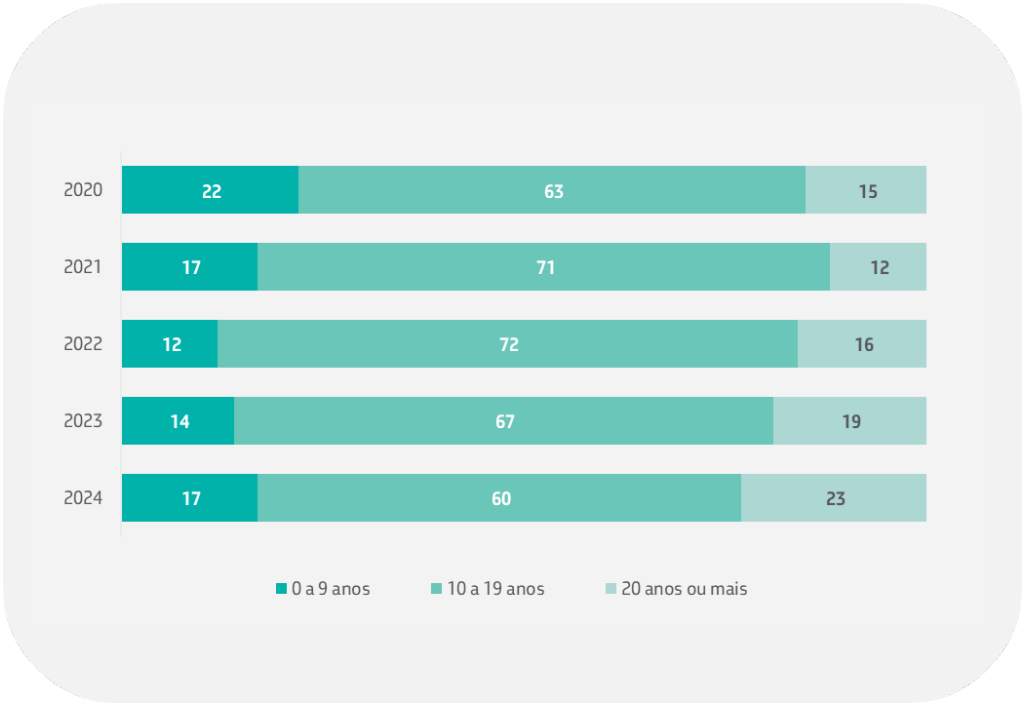
NOSSA ROTATIVIDADE (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)



Os empregados contratados em 2024 apoiam o nosso Plano Estratégico atual e possibilitam a renovação do quadro de empregados. Acreditamos que o nosso crescimento ajuda a garantir vantagem competitiva e valor ao nosso negócio, em termos de conhecimento e gestão de talentos.

A contratação de novos empregados através da PSP e os desligamentos contribuíram para uma ligeira alteração na distribuição de faixa de tempo de casa do nosso quadro de empregados, bem como na pirâmide etária

TEMPO NA PETROBRAS (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas) (%)



Relações Trabalhistas

Respeitamos a liberdade de associação e reconhecemos o direito à negociação coletiva, conforme recomendado pelo Pacto Global das Nações Unidas. Esse compromisso é reforçado pela nossa Política de Recursos Humanos, que determina a implementação de acordos sustentáveis construídos por meio do diálogo, da ética e da transparência com os representantes dos empregados, e pelo nosso Código de Conduta Ética, que garante a liberdade de associação. Também seguimos e incentivamos a Constituição e as Convenções da Organização Internacional do Trabalho ratificadas pelo Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, todos os nossos empregados são representados por sindicatos independentes. Mantemos relações com 17 sindicatos e duas federações (ou seja, uma entidade sindical de alto nível) de trabalhadores petrolíferos, bem como cinco sindicatos e uma federação de trabalhadores marítimos. Valorizamos nosso relacionamento com todos os nossos *stakeholders*. Por esta razão, investimos no diálogo aberto e permanente com os sindicatos. Em 31 de dezembro de 2024, 39% dos nossos empregados eram sindicalizados.

Temos um Acordo Coletivo de Trabalho (ACT 2023-2025) com os sindicatos petrolíferos e marítimos, válido por dois anos, até 2025. Esses acordos incluem disposições econômicas e sociais relativas ao trabalho, condições de segurança, benefícios e outros assuntos

Os nossos acordos procuram estar alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, contribuindo principalmente para o trabalho digno e a igualdade de gênero.

Atualmente, 100% dos nossos empregados estão abrangidos por Acordos Coletivos de Trabalho.

Em 2024, reajustamos os salários e benefícios dos trabalhadores petrolíferos e marítimos em 1% acima da inflação, de acordo com as condições negociadas e estabelecidas no ACT 2023-2025.

Também possuímos um Acordo de Programa de Participação nos Lucros (PLR) válido para 2024/2025, que determina as regras relativas ao pagamento da participação nos lucros.

Outro direito definido na legislação brasileira é o poder dos empregados de abraçar suas causas e promover greves sob os princípios definidos em lei. Respeitamos o direito à greve, mas mantemos nossas atividades em pleno funcionamento por meio de planos de contingência. Os planos de contingência são a forma como podemos lidar com diversos tipos de situações, sendo planos de *backup* de continuidade operacional e segurança que podemos utilizar em caso de situações inesperadas.

Benefícios

Remuneração Variável dos Empregados

Adotamos uma política de remuneração alinhada às práticas de mercado em que atuamos.

O modelo de remuneração variável dos nossos empregados é composto pela PLR, exigência legal e nossa principal prática de remuneração variável, e pelo Prêmio por Desempenho (PRD), que complementa a PLR. O PRD foi implementado em 2023 em substituição ao Programa Prêmio por Performance (PPP), que foi mantido apenas para membros de nossa Diretoria Executiva (Diretores). Enquanto o PLR considera apenas o desempenho organizacional, o PRD e o PPP consideram também o desempenho individual do empregado. Estes programas estão alinhados com as novas diretrizes do Plano Estratégico 2050 e do Plano de Negócios 2025-29, e com a nossa política de remuneração.

PLR

No exercício social de 2024, aprovamos o Acordo de PLR para todos os empregados, independentemente do cargo, exceto para os membros da nossa Diretoria Executiva, e este passou a ser nosso principal programa de remuneração variável.

O pagamento da PLR 2024, que ocorrerá em 2025, está condicionado à satisfação das seguintes condições:

- Declaração e pagamento da remuneração aos acionistas, referente a esse exercício social, aprovado pelo nosso Conselho de Administração;
- obtenção do lucro líquido do referido exercício; e
- atingimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores-alvo estabelecidos pelo Conselho de Administração.

Em 2024, provisionamos US$ 464 milhões para a PLR de 2024.

PPP E PRD

O PPP (para membros da Diretoria Executiva) e o PRD (para todos os outros empregados) são programas que buscam reconhecer o esforço e o desempenho individual dos empregados na obtenção de nossos resultados.

Como nossos resultados de 2024 atenderam a todos os pré-requisitos mínimos estabelecidos para este ano, provisionamos US$ 468 milhões para nossos empregados em relação ao PRD para 2024, uma vez que as métricas relacionadas aos desempenhos individual e da empresa foram alcançadas.

O PRD e o PPP do exercício de 2024 serão pagos após a apuração dos resultados do exercício, desde que atendidas as seguintes condições estabelecidas pelos programas:

- declaração e pagamento de dividendos aos nossos acionistas, referentes a esse exercício social, aprovados pelo nosso Conselho de Administração; e
- obtenção do lucro líquido do exercício.

Além disso, os *scorecards* das unidades organizacionais continuam a ser considerados como insumo para a avaliação de todos os empregados, o que se reflete no cálculo de sua remuneração variável, e incluem os seguintes itens: (i) os resultados de nossas principais métricas, como o Delta Valor Petrobras (que mede nosso desempenho econômico-financeiro com base no valor gerado por nossas atividades em um determinado ano), o Indicador de Cumprimento de Metas de Emissão de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e o Indicador de Compromisso com o Meio Ambiente (ICMA), representado pelo Volume Vazado de Petróleo e Derivados (VAZO); e (ii) as pontuações de métricas específicas de cada *scorecard* executivo (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que abordam fatores econômicos, ambientais e sociais). Quanto maior o nível hierárquico, maior o peso das métricas principais e, portanto, as múltiplas remunerações associadas ao prêmio refletindo o maior grau de responsabilidade do gestor em relação às métricas da sua área e às nossas métricas de desempenho.

Para os membros da Diretoria Executiva elegíveis ao PPP e para os membros da nossa Administração elegíveis ao PRD, conforme aprovado pelo nosso Conselho de Administração e pela SEST, os pagamentos de remuneração variável devem ser diferidos por cinco anos como incentivo de longo prazo. O valor de tais pagamentos baseia-se no valor de mercado de nossas ações, sem considerar qualquer opção de compra de nossas ações. Consequentemente, os pagamentos aos membros da nossa Diretoria Executiva e Administração deverão ser realizados da seguinte forma:

- Uma parte do PPP ou PRD, conforme aplicável, é paga antecipadamente, enquanto o saldo é liquidado em quatro parcelas anuais. Essas parcelas diferidas são convertidas em ações fantasma (PETR3) com base na média ponderada dos preços das ações nas últimas 60 sessões de negociação do ano de referência.
- A proporção entre o pagamento inicial e o valor diferido varia de acordo com o nível hierárquico do participante, com porcentagens de diferimento mais altas para níveis mais altos na hierarquia.
- Para a Diretoria Executiva, composta pelo Presidente e pelos Diretores Executivos, 60% do valor do PPP é pago antecipadamente e 40% é diferido, sendo liquidado em quatro parcelas anuais. Para os Gerentes Executivos e Gerentes Gerais, o índice de PRD é de 70% e 80% pagos antecipadamente, respectivamente, enquanto o saldo remanescente (30% e 20%, respectivamente) também é liquidado em quatro parcelas anuais, convertidas em ações fantasmas (PETR3) utilizando a mesma base de cálculo.
- os membros de nossa Diretoria Executiva e Administração poderão exercer o direito de receber parcelas diferidas após o cumprimento dos prazos de carência estabelecidos.
- o valor de cada parcela deverá ser equivalente à e conversão de ações fantasma em valor à vista com base na média ponderada de nossas ações ordinárias durante os últimos 20 pregões anteriores à data da solicitação.
- Para os demais empregados, o pagamento é feito exclusivamente de forma antecipada, mediante aprovação da Diretoria Executiva. O pagamento também está condicionado à aprovação, pelo Conselho de Administração, das métricas medidas pela área de Desempenho após o processo de avaliação de desempenho do respectivo ano fiscal.

Principais benefícios concedidos aos empregados

Oferecemos benefícios proporcionais ao nosso porte e buscamos valorizar nossos empregados. Todos os nossos empregados têm direito aos mesmos benefícios, independentemente de seus cargos ou funções. Não há diferenças entre os planos de benefícios do mais alto órgão de governança, dos executivos seniores e de todos os demais empregados. Oferecemos planos de previdência complementar, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas subsidiárias consolidadas possuem planos de benefícios próprios.

PLANOS DE APOSENTADORIA

Patrocinamos seis planos de benefícios pós-emprego, administrados pela Petros, com características previdenciárias:

- Plano Petros do Sistema Petrobras Renegociado (PPSP-R) – modalidade Benefício Definido, fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Renegociado (PPSP-NR) – modalidade Benefício Definido, fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Renegociado (Pré-70) – modalidade Benefício Definido, fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Renegociado (Pré-70) – modalidade Benefício Definido, fechado para novos associados.
- Plano Petros -2 (PP-2) – modalidade Contribuição Variável, aberto a novos associados.
- Plano Petros-3 (PP-3) – modalidade Contribuição Definida, fechado para novos associados.

Juntos, esses planos abrangem 96% dos nossos empregados, considerando que atualmente apenas um plano (PP-2) está aberto a novos associados com adesão facultativa.

O principal objetivo de nossos planos de previdência é complementar os benefícios previdenciários de nossos empregados aposentados. Assim, nossos empregados realizam contribuições mensais obrigatórias como participantes de nossos planos, e nós fazemos o mesmo como patrocinadores.

Para tratar do histórico de insuficiências atuariais ocorridas nos últimos anos e buscar o reequilíbrio atuarial, atualmente, os planos PPSP-R e PPSP-NR patrocinados por nós têm planos de equalização (PEDs – Planos de Equacionamento do Déficit) em andamento. Isso significa a administração de contribuições extraordinárias que são adicionadas às contribuições normais de seus planos de custeio.

Assim, o PPSP-R inclui o PED2018 e o PED2021, enquanto o PPSP-NR inclui o PED2018 e o PED2022 em seus planos de financiamento. Todos são compostos por contribuições extraordinárias vitalícias e iguais (50%/50%) entre as Patrocinadoras e os Participantes e Beneficiários.

O saldo remanescente relativo à Petrobras a ser liquidado pelas contribuições extraordinárias contratadas através da totalidade desses PEDs nos planos PPSP-R e PPSP-NR era de US$ 3,3 bilhões em 31 de dezembro de 2024, conforme registrado no balanço patrimonial dos Planos Petros a valor presente.

Para obter mais informações sobre os Planos de Equacionamento de Déficit, consulte a Nota 18.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, as contribuições feitas e os passivos de pensão pendentes para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

	US$ milhões		
	2024	2023	2022
Total de benefícios pagos – planos de previdência	1.432	1.639	1.539
Contribuições totais – planos de previdência[1]	757	746	1.945
Passivos atuariais líquidos[2]	3.900	6.720	5.433

(1) Contribuições de patrocinadoras, incluindo contribuições definidas reconhecidas na demonstração do resultado (PP-2 e PP-3).

(2) Obrigações não financiadas de planos de previdência.

Para obter mais informações sobre o plano Petros, consulte "Riscos – Fatores de Risco" neste relatório anual e Notas 4.4 e 18 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

PLANO DE BENEFÍCIOS DE SAÚDE E FARMÁCIA

Oferecemos um plano de saúde complementar (AMS), que oferece serviços de assistência médica, hospitalar e odontológica a todos os empregados ativos e aposentados e seus dependentes. Em 2024, pagamos 70% dos custos com saúde e nossos empregados (ativos e aposentados) pagaram 30%.

Um consultor atuário independente calcula anualmente nosso compromisso relacionado aos benefícios futuros para os participantes do plano, com base no método de crédito unitário projetado. O plano de saúde não é financiado ou de outra forma garantido por ativos. Em vez disso, efetuamos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

O benefício também oferece cobertura de programas complementares, como o programa Benefício Farmácia. Este programa abrange apenas medicamentos com custo unitário superior a R$ 150,00 e

medicamentos de qualquer valor utilizados no tratamento de determinadas doenças crônicas não transmissíveis. Ao optar pela utilização do Benefício Farmácia, o beneficiário deverá incorrer em custos determinados pelo sistema de coparticipação.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pós-emprego pagos e os passivos médicos pendentes nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022:

	US$ milhões		
	2024	2023	2022
Total de benefícios pagos – plano médico[1]	488	413	384
Passivos atuariais líquidos[2]	7.498	9.662	5.813

(1) Composto pelos valores Saúde Petrobras e Benefício Farmácia.

(2) Obrigações de planos médicos não financiados.

Para obter mais informações sobre nossos benefícios a empregados, consulte as Notas 4.4 e 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual.



Conformidade e Controles Internos

Conformidade

Os princípios éticos norteiam nossos negócios e nossas relações com terceiros. Nossas atividades seguem políticas, diretrizes, padrões e procedimentos claramente articulados que foram formalmente estabelecidos por nós. Essas políticas e procedimentos são comunicados a todos os empregados e acessíveis em qualquer dispositivo da empresa, estando nossas principais políticas corporativas também disponíveis em nosso site.

Nossas atividades estão sujeitas a leis nacionais e internacionais destinadas a evitar fraudes e corrupção, lavagem de dinheiro, sanções comerciais, conflitos de interesse, violações antitruste, discriminação, assédio moral e violência sexual, como a Lei Anticorrupção Brasileira (Lei 12.846/13), a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior (FCPA) dos EUA e a Lei de Suborno do Reino Unido.

Além disso, trabalhamos continuamente para fortalecer nosso Sistema de Integridade. Temos nosso Código de Conduta Ética, que fornece orientação sobre o comportamento que exigimos de nossa força de trabalho e contrapartes e ferramentas de autorreflexão para ajudar os empregados a cumprir nossos princípios éticos no desempenho de suas funções.

Para integrar e fortalecer ainda mais nosso Sistema de Integridade, destacamos nossa Política de Conformidade Corporativa, nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa de *Compliance*.

Além disso, nossas Diretrizes de *Compliance* Concorrencial orientam nossa força de trabalho sobre as regras que regulam a livre concorrência, a fim de prevenir e mitigar violações da Lei nº 12.529/2011 (Lei de Defesa da Concorrência) e fornecer mecanismos para detectar e tratar quaisquer casos de práticas anticompetitivas.

Para garantir um ambiente ético para nossos negócios, trabalhamos: (i) para promover o princípio da integridade em nossa cultura corporativa; (ii) para prevenir, detectar e corrigir incidentes de fraude, corrupção, conflitos de interesse, lavagem de dinheiro, assédio e discriminação; e (iii) para gerenciar nossos controles internos.

Em julho de 2024, aderimos ao "Pacto Brasil pela Integridade Corporativa", uma iniciativa da Controladoria Geral da União (CGU), que visa promover a integridade no ambiente corporativo brasileiro e incentivar as empresas a se comprometerem voluntariamente com a integridade corporativa. Obtivemos a pontuação máxima na autoavaliação das medidas de integridade, levando em conta um conjunto de ações que visam a: (i) prevenir, detectar e tratar desvios, fraudes e atos de corrupção contra a administração pública; (ii) mitigar riscos sociais e ambientais decorrentes de nossas atividades, assegurando a proteção dos direitos humanos; e (iii) fomentar e manter uma cultura de integridade no ambiente organizacional.

Oferecemos treinamento a todos os nossos empregados, principalmente aos empregados que atuam em atividades com maior exposição a riscos de *compliance*, bem como aos membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração.

Em 2024, lançamos um curso de *e-learning* sobre os Valores da Petrobras. O curso tem como objetivo proporcionar aos empregados da Petrobras uma compreensão profunda dos novos valores da companhia, destacando sua importância na cultura organizacional e seu impacto em nossas operações diárias, de forma a incentivar a prática desses valores no ambiente de trabalho. Este treinamento está disponível para toda a força de trabalho e é obrigatório para todos os empregados da empresa.

Esse curso de *e-learning* reforça nosso compromisso de promover uma cultura de trabalho baseada em princípios elevados de conduta ética e nos valores corporativos que seguimos: Cuidado com as Pessoas, Integridade, Sustentabilidade, Inovação e Compromisso com a Petrobras e o País. Em 10 de fevereiro de 2025, 41.081 empregados, representando 98,3% do nosso quadro próprio, concluíram este curso de *e-learning*.

Em 2024, também ministramos treinamentos para conselheiros e diretores executivos, abordando principalmente os seguintes temas:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e processo de tomada de decisão;
- Lei anticorrupção brasileira;
- *Compliance*, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Divulgação de Informações ao Mercado, Informações e Negociação de Valores Mobiliários incluindo período de *blackout*; e
- Gestão de riscos.

Código de Conduta Ética

Nosso Código de Conduta Ética ("Nosso Código") define os princípios éticos que orientam nossas ações, explicando o sentido ético de nossa missão, nossa visão e nosso Plano Estratégico.

Este documento, como uma política corporativa, passa por revisões periódicas. Em 2024, realizamos uma revisão abrangente do Nosso Código, buscando alinhá-lo aos valores da Petrobras. Nosso Código orienta o comportamento e as ações da companhia, e espera-se que as condutas descritas em Nosso Código reflitam concretamente a expressão desses valores no ambiente de trabalho.

Para realizar essa análise, consideramos os seguintes fatores estratégicos:

- Métodos colaborativos: Envolvemos a força de trabalho da Petrobras para criar um documento que refletisse suas realidades e preocupações.
- Cobertura e aplicabilidade: Asseguramos que o documento é aplicável à Petrobras e suas subsidiárias, incluindo membros do Conselho de Administração e seus Comitês de Assessoramento, do Conselho Fiscal, da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, jovens aprendizes e prestadores de serviços.

Nosso Código de Conduta Ética está alinhado com as melhores práticas de integridade corporativa e representa mais um passo no sentido de fortalecer o princípio da integridade em nossa cultura corporativa.

Nosso Código de Conduta de Ética está disponível em nosso site.

Política de Conformidade

O objetivo da Política de Conformidade é garantir que cumprimos as leis e regras dos órgãos reguladores, agindo para corrigir e prevenir más condutas.

Os seis princípios que norteiam nossas ações de conformidade são:

- Todas as nossas atividades e relações com nossos *stakeholders* devem ser pautadas pela ética, integridade e transparência, em conformidade com as normas nacionais e internacionais aplicáveis, para proporcionar um ambiente seguro para a tomada de decisões.

- Nossa prioridade é a prevenção ativa de quaisquer violações de regras e regulamentos, a fim de mitigar riscos de conformidade.
- Todos os indícios de má conduta e ações danosas deverão ser investigados e serão adotadas medidas para a imediata interrupção e reparação de qualquer dano que nos seja causado, e consequências proporcionais serão impostas aos responsáveis.
- É proibida a retaliação contra denunciantes e garantimos privacidade, confidencialidade e proteção institucional a tais pessoas.
- Nossos conselheiros e administradores são responsáveis por apoiar o desenvolvimento e o aprimoramento de nossa cultura de integridade.
- Devemos incentivar um ambiente de negócios cada vez mais ético, com integridade e transparência, dando um exemplo positivo aos nossos *stakeholders*.

Guia de Conduta Ética para Fornecedores

Nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores é o primeiro documento direcionado exclusivamente aos nossos fornecedores, com orientações sobre valores esperados e comportamento ético. Aplica-se a todos os fornecedores, no Brasil ou no exterior, que estejam envolvidos em processos de negócios e tenham assinado contratos, acordos e termos de cooperação conosco. Ele foi elaborado de acordo com as melhores práticas internacionais e está alinhado com as diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade, do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 e do Corporate Human Rights Benchmark.

O documento reforça ainda que os fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para os seus colaboradores, prevenir e combater o assédio e a discriminação moral e sexual, combater o trabalho infantil e escravo e respeitar o meio ambiente. Além disso, determina que os fornecedores devem promover a diversidade, a igualdade de gênero e racial e a inclusão de pessoas com deficiência. Este Guia de Conduta Ética consolida as diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores em um único documento.

A observância deste Guia de Conduta Ética por todos os fornecedores é fundamental para atingirmos nossos objetivos de forma ética e transparente e está alinhada aos nossos padrões ASG. Por isso, avaliamos a conformidade dos fornecedores por meio do sistema de gestão de desempenho, conforme reforçado em nosso Guia de Qualidade para Fornecedores, que pode ser encontrado em **https://canalfornecedor.petrobras.com.br**.

Programa de *Compliance* Petrobras

O Programa Petrobras *Compliance* é o conjunto de mecanismos destinados a prevenir, detectar e remediar quaisquer desvios de conduta e atos lesivos praticados contra nós, incluindo atos relacionados a fraude e corrupção, lavagem de dinheiro, assédio moral e sexual, discriminação e conflitos de interesse e violações antitruste.

O Diretor de Governança e Conformidade é responsável tanto pelo Programa de *Compliance* da Petrobras quanto por nossas práticas de integridade.

O Programa Petrobras *Compliance* é destinado aos nossos diversos *stakeholders*, incluindo alta administração, empregados, subsidiárias e coligadas, clientes, fornecedores, investidores, parceiros, poder público e todos aqueles que se relacionam ou representam nossos interesses em nossas operações.

Comissão de Ética

Nossa comissão de ética atua como fórum de discussão de assuntos relacionados à ética. Também atua como assessor aos nossos administradores e empregados, fazendo recomendações sobre temas relacionados a questões de gestão ética, propondo regras para incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguindo as melhores práticas que reforçam nossa abordagem de tolerância zero à má conduta.

Nossa comissão de ética é composta por empregados indicados após processo seletivo interno que consiste em verificação de antecedentes e entrevistas. Nosso Conselho de Administração e nossos Diretores Executivos aprovam cada nova nomeação.

Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções

Nossas Diretrizes para Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções, conforme aprovadas pelo nosso Diretor de Governança e Conformidade, são compostas por requisitos específicos para minimizar o risco de lavagem de dinheiro e violações dos regulamentos de sanções.

Os princípios que norteiam a nossa política de sanções são:

- Antes de iniciar uma transação, nossas áreas organizacionais deverão examinar a contraparte em relação à Lista de Sanções disponibilizada pela Conformidade.
- Caso a área organizacional identifique que a contraparte pretendida é sancionada, a Conformidade deverá ser consultada sobre a aplicabilidade e restrições da sanção antes de prosseguir com a transação. A Conformidade, contando com o apoio do nosso departamento Jurídico, orienta a área sobre como proceder.
- Treinamentos e ferramentas são disponibilizados às áreas organizacionais para garantir o cumprimento dos regulamentos de sanções aplicáveis.
- Os membros da nossa alta administração, gestores e empregados devem reportar irregularidades relacionadas à lavagem de dinheiro e violações de sanções por meio do nosso canal de denúncias.
- Monitoramos as transações mais expostas a riscos de lavagem de dinheiro ou sanções e tomamos as medidas cabíveis quando necessário.

Abaixo está a lista de sanções que nós e nossas subsidiárias devemos observar:

País	Organização	Lista
Estados Unidos	Departamento do Comércio	Lista de Triagem Consolidada
	Escritório de Controle de Ativos Estrangeiros	Não SDN – Cidadãos Não Especialmente Designados
	Escritório de Controle de Ativos Estrangeiros	SDN – Nacionais Especialmente Designados
	Sistema para Gerenciamento de Prêmios	Lista de Partes Excluídas
União Europeia	Serviço Europeu para a Ação Externa	Lista consolidada de pessoas, grupos e entidades sujeitas a sanções financeiras da UE
ONU	Conselho de Segurança das Nações Unidas	Lista Consolidada do Conselho de Segurança das Nações Unidas
Banco Mundial	Banco Mundial	Empresas e Indivíduos Excluídos e Excluídos / Outras Sanções
Reino Unido	Implementação do Escritório de Sanções Financeiras	Lista Consolidada de Metas de Sanções Financeiras
Canadá	Assuntos Globais Canadá	Lista consolidada de sanções autônomas canadenses
França	Direction Générale du Trésor	Liste Unique de Gels de la Direction Générale du Trésor
Suíça	Secretaria de Estado dos Assuntos Econômicos – SECO	Sanctions de la Suisse
Emirados Árabes Unidos	O Comitê de Bens e Materiais Sujeitos à Importação e Exportação – CGMSIEC	Lista Nacional de Indivíduos e Entidades Terroristas dos Emirados Árabes Unidos

Políticas de negociação com informações privilegiadas

Adotamos políticas e procedimentos de negociação com informações privilegiadas que regem a compra, a venda e outras disposições de nossos títulos por conselheiros, executivos seniores e empregados, que são razoavelmente projetados para promover a conformidade com as leis, regras e regulamentos de negociação com informações privilegiadas aplicáveis, bem como os padrões de listagem aplicáveis a nós. Consulte o Anexo 11.1 deste relatório anual para obter uma cópia de nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários.

Transações com Partes Relacionadas

Nosso objetivo é promover a transparência em nossos procedimentos e conduzir melhores práticas de governança corporativa. Nossa política para transações com partes relacionadas também visa garantir o processo de tomada de decisão adequado e diligente por parte da nossa administração, observando as condições de mercado ou o pagamento compensatório adequado, em caso de potenciais conflitos de interesse.

Algumas transações com partes relacionadas devem ser previamente analisadas pelo nosso comitê de auditoria quando atendem a determinados critérios estabelecidos em nossa política.

Nossa política prevê um rigoroso procedimento de governança para propostas de transações que envolvam direta ou indiretamente nosso acionista controlador. No caso específico de transações com partes relacionadas a serem aprovadas pelo nosso Conselho de Administração, envolvendo o Governo federal, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, quando classificadas como fora do curso normal dos negócios pelo nosso Comitê de Auditoria, aplicam-se os seguintes procedimentos: (i) tais transações devem ser analisadas pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Minoritários antes de serem submetidas ao nosso Conselho de Administração, e (ii) tais transações devem ser aprovadas por dois terços dos membros presentes na reunião do nosso Conselho de Administração.

Nossa atual Política para Transações com Partes Relacionadas foi aprovada em julho de 2024.

Para obter informações adicionais sobre nossas transações pendentes com partes relacionadas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, consulte a Nota 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com nosso Conselho de Administração ou Diretores Executivos

As transações diretas com as empresas dos membros do nosso Conselho de Administração ou dos nossos diretores devem seguir as condições de uma transação comercial e as práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum dos membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros próximos de suas famílias teve qualquer interesse direto em qualquer transação que realizamos que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou relevante para nossos negócios durante o ano, e que permaneça de alguma forma excelente ou não executado. Do exercício social anterior até 28 de fevereiro de 2025, não celebramos nenhuma transação com as empresas dos membros do nosso Conselho de Administração ou dos nossos diretores executivos. Não temos empréstimos pendentes ou garantias aos membros do nosso conselho de administração, diretores executivos, pessoal-chave da administração ou qualquer membro próximo de suas famílias.

Para obter uma descrição das ações detidas beneficamente pelos membros do nosso conselho de administração e familiares próximos, consulte “Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva – Propriedade Acionária” neste relatório anual.

Transações com o Governo Federal Brasileiro

Nós nos envolvemos, e esperamos continuar a nos envolver, no curso normal dos negócios, em inúmeras transações com nosso acionista controlador, o Governo federal brasileiro, e com bancos e outras entidades sob seu controle, incluindo financiamento e operações bancárias, gestão de ativos e outras transações. Essas transações resultaram em um ativo de US$ 13.379 milhões e um passivo de US$ 3.885 milhões com o Governo federal brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2024.

Em 30 de novembro de 2020, houve decisão final em relação ao processo da Conta Petróleo e Álcool movido em 2011. Em 26 de junho de 2024, recebemos a segunda e última parcela dos débitos judicializados com o Governo Federal brasileiro (precatórios), decorrentes da Conta Petróleo e Álcool. De imediato, depositamos esse valor como garantia em um processo fiscal. O depósito totaliza US$ 224 milhões em 31 de dezembro de 2024.

Além disso, estamos autorizados a investir em valores mobiliários emitidos pelo Governo federal brasileiro, desde que atendidos os requisitos legais e regulamentares e tenhamos levado em consideração as melhores práticas de mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de títulos emitidos pelo Governo federal brasileiro que foram diretamente adquiridos e detidos por nós totalizava US$ 1.114 milhões.

Para obter mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Controles e Procedimentos

Controles e procedimentos de divulgação

Nós, juntamente com nosso CEO e CFO, avaliamos a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2024. Nosso CEO e CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação eram eficazes para fornecer uma garantia razoável de que as informações que somos obrigados a divulgar nos relatórios que arquivamos ou apresentamos sob a Lei de Bolsa de Valores estavam sendo registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro dos prazos especificados nas regras e formulários aplicáveis. Eles também concluíram que tais divulgações foram compiladas para e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso CEO e CFO, conforme apropriado, para permitir decisões oportunas sobre a divulgação exigida.

Relatório da Administração sobre Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, manter adequadamente e avaliar a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros. Tais controles internos são um processo projetado por, ou sob supervisão de nosso CEO e CFO, e efetuado por nosso conselho de administração, administração e outros empregados.

Os controles internos sobre relatórios financeiros são projetado para fornecer garantias razoáveis quanto à confiabilidade das demonstrações financeiras e da preparação de nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as Normas contábeis IFRS, conforme emitido pelo IASB.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre relatórios financeiros podem não prevenir ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas ao risco de tornarem-se inadequadas devido a mudanças em suas condições e suposições.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros até 31 de dezembro de 2024 com base nos critérios estabelecidos no "*Internal Controls – Integrated Framework* (2013)" emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (“COSO”). Nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros eram eficazes.

Auditoria da Eficácia dos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros até 31 de dezembro de 2024, conforme declarado em seu relatório, que está incluído aqui.

Alterações nos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Não houve alterações significativas em nossos controles internos sobre relatórios financeiros durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2024 que tenham afetado materialmente, ou que sejam razoavelmente prováveis de afetar materialmente, nossos controles internos sobre relatórios financeiros.

Ouvidoria e Investigação Interna

Nossa Ouvidora-geral fornece canais para receber comentários de nosso público interno e externo, como reclamações, solicitações de informações, pedidos gerais, sugestões, elogios e queixas, incluindo relatos de discriminação e todo tipo de assédio.

Para receber denúncias, fornecemos um canal específico para denunciantes, operado por uma empresa externa independente, permitindo o anonimato dos informantes.

Todas as reclamações recebidas por meio do canal de denúncias são encaminhadas à Ouvidoria-geral, que as analisa, classifica e encaminha aos órgãos relevantes para acompanhamento. Alegações sobre questões de conformidade (fraude, corrupção e outros assuntos) e violência no local de trabalho (violência sexual, assédio moral, discriminação e retaliação) são encaminhadas ao diretor de governança e conformidade, que tem total acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar minuciosamente alegações dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos quaisquer descobertas materiais para melhorar nossos esforços de conformidade. Se alguma descoberta indicar que um empregado atual ou antigo não cumpriu determinada política interna, o assunto é encaminhado ao departamento de Integridade Corporativa, responsável pela condução de processos disciplinares. O resultado do processo é submetido à decisão do Comitê de Integridade, um órgão colegiado que atua de forma independente e se reporta ao Conselho de Administração, e medidas disciplinares e ações corretivas apropriadas podem ser aplicadas (de acordo com as leis trabalhistas e políticas internas aplicáveis).

Continuamos a alocar recursos significativos para investigar alegações de má conduta e responder adequadamente às conclusões das investigações, e para melhorar nossos procedimentos de investigação interna para garantir que as investigações sejam conduzidas de forma completa e eficiente e que medidas disciplinares sejam impostas de maneira justa, uniforme e prontamente. Permanecemos cooperativos com as autoridades, no esforço de descobrir irregularidades e responsabilizar os responsáveis.

Independentemente das conclusões de nossas investigações internas, a fim de mitigar os riscos potenciais de futuras não conformidades com nossas políticas internas, continuamos a desenvolver e implementar medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, incluindo aquelas relacionadas a fraude e corrupção.



Informações aos Acionistas

Listagem

Somos uma empresa de capital aberto e estamos listados no Brasil e no exterior da seguinte forma:

- Ações Ordinárias
- Ações Preferenciais

REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS	CVM	SEC
BOLSA DE VALORES[1]	B3	NYSE
GOVERNANÇA CORPORATIVA	NÍVEL 2	NÍVEL 3
AÇÕES E CÓDIGOS ISIN	PETR3 BRPETRACNOR9	PBR US71654V408
	PETR4 BRPETRACNPR6	PBRA US71654V101
PREÇO DE FECHAMENTO *31 de dezembro de 2024*	PETR4 R$ 39,41 PETR3 R$ 36,19	PBR R$ 12,75 PBRA R$ 11,73
NÚMERO TOTAL DE AÇÕES[2] *31 de dezembro de 2024*	12.888.732.761	
	PETR3: 5.373.282.764 ações PETR4: 4.797.732.307 ações	PBR: 2.068.948.618 ADRs PBRA: 648.769.072 ADRs

1) Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, na Espanha, desde 2002, sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente.
2) O número total de ações não inclui 155.764.169 ações em tesouraria, das quais 222.760 são ações ordinárias e 155.541.409 são ações preferenciais.
3) Em 31 de dezembro de 2024, o grupo controlador era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.



Governança Corporativa da B3 – Nível 2

Estamos listados no segmento de listagem de governança corporativa Nível 2 da B3.

Abaixo estão algumas de nossas práticas de governança corporativa devido à nossa listagem no segmento de listagem Nível 2:

- os papéis de nosso comitê de minoritários são expandidos;
- nosso Conselho de Administração é composto por pelo menos 40% de membros independentes;
- divulgamos um calendário anual de eventos corporativos;
- devemos garantir 100% de *tag along* aos detentores de nossas ações preferenciais - nas mesmas condições concedidas aos detentores de nossas ações ordinárias; e
- nosso Estatuto Social prevê a arbitragem como método de resolução de disputas.

Para obter mais informações sobre nossas práticas de governança corporativa, consulte "Ambiente, Social e Governança - Governança Corporativa" neste relatório anual.

Ações e Acionistas

Nosso capital social é composto por ações ordinárias e preferenciais, todas sem valor nominal e denominadas em reais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, o número de nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do total de nossas ações.

Nossas ações são negociadas na B3 e registradas em forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custódia e transferência de ações.

Os detentores de nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ações ordinárias detidas. Os detentores de nossas ações preferenciais não têm direito a voto, exceto: (i) o direito de nomear um membro do nosso Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal; e (ii) certas questões relacionadas às ações preferenciais (como criação, aumento, alterações nas preferências ou criação de uma nova classe), sempre que os direitos dos detentores de ações preferenciais forem prejudicados.

Nos EUA, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por ADRs, são listadas na forma de ADSs na NYSE. Os ADSs são registrados e entregues por um banco depositário (JPMorgan), que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como depositário tanto de nossos ADSs ordinários quanto preferenciais. A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para um ADR.

Os direitos dos detentores de ADSs diferem dos direitos dos acionistas. No que diz respeito aos direitos de voto, os detentores de ADSs só podem votar por meio de cédulas de voto por procuração enviadas ao banco depositário de ADSs, enquanto os acionistas têm o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 31 de dezembro de 2024, havia 2.068.948.618 ações ordinárias em circulação e 648.769.072 ações preferenciais representadas por ADSs. Não houve alteração nos últimos cinco exercícios fiscais no montante do nosso capital social emitido, bem como no número de nossas ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos de voto de nossas ações ordinárias e preferenciais. Em 29 de janeiro de 2025, nosso Conselho de Administração aprovou o cancelamento de 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais mantidas em tesouraria, algumas das quais foram resultado do programa de recompra de ações, encerrado em 2024, e outras anteriores ao programa. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia de nosso Estatuto Social.

Para obter mais informações sobre o programa de recompra de ações, consulte "Compras de títulos mobiliários pelo emissor e compradores afiliados" neste relatório anual.

Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas no LATIBEX, na Espanha, desde 2002, sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente. O LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madrid para possibilitar a negociação de títulos de capital latino-americanos denominados em euros.

No início de 2025, o valor de nossas ações aumentou e, em 28 de fevereiro de 2025, o preço de nossas ações era de US$ 13,35 (PBR) e US$ 12,21 (PBR/A). Tanto em 2023 quanto em 2024, nossas ações superaram o desempenho do IBOV na B3 e da ARCA Oil (antiga AMEXOIL) na NYSE. Em 2022, nossas ações superaram o IBOV na B3 e tiveram desempenho inferior ao da ARCA Oil (antiga AMEXOIL) na NYSE.

DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2022[1]

No do Índice = 100 em 01/01/2022



	Ações Ordinárias (PETR3):	Ações Preferenciais (PETR4):	Valor de mercado[2]:
Valorização em 2024:	+ 22,1%	+ 18,9%	R$ 486,3 bilhões / - 8,5%
Valor da ação em 28 de fevereiro de 2025:	R$ 39,05	R$ 35,93	IBOV[2]: - 4,8%
Valorização LTM de 28 de fevereiro de 2025:	+ 14,4%	+ 9,5%	

1) Considera dividendos ajustados. 2) Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2025. Fonte: Bloomberg

DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2022[1]

No do Índice = 100 em 01/01/2022



	ADR's representando Ações Ordinárias (PBR):	ADR's representando Ações Preferenciais (PBRA):	Valor de mercado[2]:
Valorização em 2024:	- 2,9%	- 5,4%	US$ 82,9 bilhões / -23,9%
Valor em 28 de fevereiro de 2025:	US$ 13,35	US$ 12,21	ARCA OIL[2]: - 4,4%
Valorização LTM de 28 de fevereiro de 2025:	- 2,5%	- 7,7%	ÓLEO BRENT[2]: - 12,5%

1) Considera dividendos ajustados. 2) Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2025. Fonte: Bloomberg

A tabela a seguir apresenta informações sobre a propriedade de nossas ações ordinárias e preferenciais até 28 de fevereiro de 2025, pelo Governo federal brasileiro e certas entidades do setor público:

Acionistas	Ações ordinárias	%	Ações preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo federal brasileiro	3.740.470.811	50,26	—	—	3.740.470.811	29,02
BNDES	—	—	135.248.258	2,48	135.248.258	1,05
BNDES Participações S.A. - BNDESPar	—	—	900.210.496	16,53	900.210.496	6,98
Todos os membros do nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal(1)	223.281.537	3,00	86.793	0,00	223.368.330	1,73
Outros	3.478.479.034	46,74	4.410.955.832	80,99	7.889.434.866	61,21
TOTAL(2)	**7.442.231.382**	**100**	**5.446.501.379**	**100**	**12.888.732.761**	**100**

(1) Considera critérios da CVM que incluem as ações de titularidade de cônjuge do qual não esteja separado judicial ou extrajudicialmente, companheiro(a), eventuais dependentes constantes de sua declaração anual de imposto de renda e sociedades por eles controladas direta ou indiretamente. Inclui também a posição ocupada pelos membros suplentes do Conselho Fiscal. Não inclui o cargo ocupado por membros externos dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração.

(2) Novo total de ações, considerando o cancelamento de 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais aprovado pelo Conselho de Administração em 29 de janeiro de 2025.

Para obter informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte "Administração e Empregados" neste relatório anual.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil e a Lei nº 13.303/16, o Governo federal brasileiro é obrigado a possuir pelo menos a maioria das nossas ações com direito a voto.

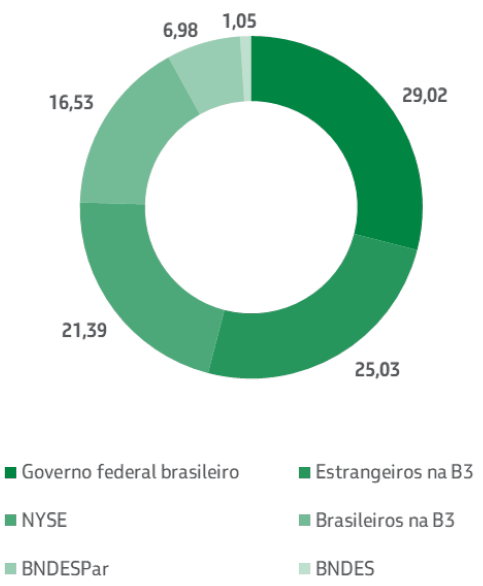
Embora o Governo federal brasileiro não tenha direitos de voto diferentes dos nossos outros acionistas, ele é obrigado por lei a deter a maioria das nossas ações com direito a voto. Como resultado, qualquer mudança em nosso controle exigiria uma alteração nas leis aplicáveis. Nosso Estatuto Social também estabelece regras aplicáveis a uma potencial transferência de controle de nossos principais acionistas.

A maioria das nossas ações com direito a voto também confere ao Governo federal brasileiro o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter para tal eleição de acordo com nosso Estatuto Social.

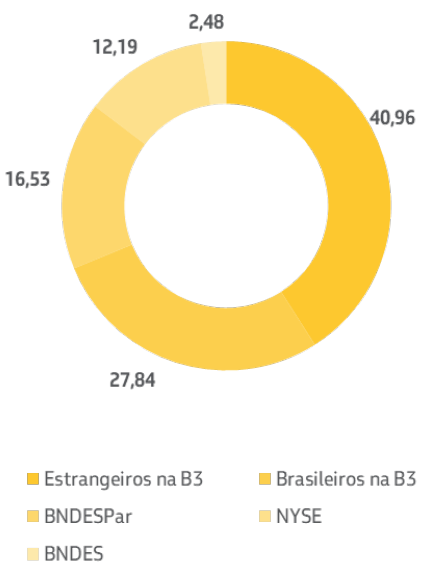
Além disso, nosso Estatuto Social afirma claramente que podemos ter nossas atividades orientadas pelo Governo federal brasileiro para contribuir com o interesse público que justificou nossa criação. No entanto, se as diretrizes do Governo federal brasileiro nos levarem a assumir obrigações e responsabilidades em condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado que atua no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades serão definidas por lei ou regulamento e terão seus custos e receitas detalhados e divulgados. Além disso, o Governo federal brasileiro deverá nos compensar, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico dessa obrigação.

Nossa base acionária inclui mais de 1.000.000 de acionistas na B3 e contas de ADR na NYSE.

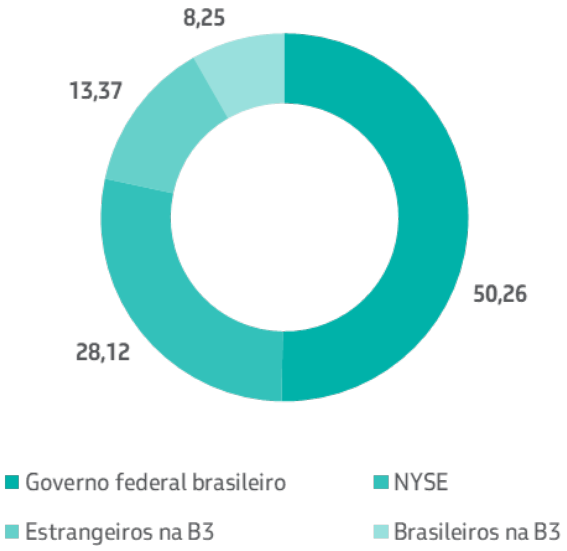
CAPITAL TOTAL[1] (%)



CAPITAL NÃO VOTANTE [1] (%)



CAPITAL VOTANTE [1] (%)



A maioria dos nossos direitos de voto é detida pelo Governo federal brasileiro, que possui 50,26% das nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre nossos acionistas em 28 de fevereiro de 2025.

De acordo com as regras da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que tenha eleito membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal de uma empresa pública brasileira, e (iii) pessoa ou grupo de pessoas que representam o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido diretamente ou indiretamente uma participação que exceda (para cima ou para baixo) o limiar de 5%, ou múltiplos desse valor, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve ser divulgado por tal empresa pública brasileira, imediatamente após a aquisição ou venda de ações, para a CVM e a B3.

Compras de títulos mobiliários pelo emissor e compradores afiliados

Um programa de recompra de ações que abrange ações preferenciais foi aprovado pelo Conselho de Administração em 3 de agosto de 2023. O programa foi realizado no contexto da atual Política de Remuneração de Acionistas, que foi alterada e aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, proporcionando a possibilidade de recompra de ações como forma de remunerar nossos acionistas.

Durante o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2024, recompramos nossos títulos mobiliários. Nosso programa de recompra de ações foi concluído em agosto de 2024. O valor total recomprado pela empresa foi de 155.468.500 ações preferenciais, um volume equivalente a aproximadamente 3,5% do total de ações preferenciais detidas por acionistas não afiliados (ações em circulação). O cancelamento das ações em tesouraria foi aprovado pelo nosso Conselho de Administração em 29 de janeiro de 2025, sem redução do capital social.

Período	Número total de ações preferenciais adquiridas	Preço médio pago por ação preferencial	Número total de ações preferenciais adquiridas como parte de planos ou programas anunciados publicamente[1]	Número máximo (ou valor aproximado em dólares) de ações que poderiam ser compradas de acordo com os planos ou programas
Setembro de 2023	28.735.700	6,87	28.735.700	129.081.247
Outubro de 2023	27.596.600	7,03	27.596.600	101.484.647
Novembro de 2023	17.479.900	7,27	17.479.900	84.004.747
Dezembro de 2023	30.251.800	7,16	30.251.800	53.752.947
Janeiro de 2024	15.171.400	7,81	15.171.400	38.581.547
Março de 2024	15.678.200	7,25	15.678.200	22.903.347
Abril de 2024	383.000	7,38	383.000	22.520.347
Maio de 2024	13.012.500	7,24	13.012.500	9.507.847
Junho de 2024	7.159.400	7,25	7.159.400	2.348.447
TOTAL	**155.468.500**	**7,18**	**155.468.500**	**2.348.447**

(1) Em 3 de agosto de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou um programa de recompra de ações, com prazo máximo de 12 meses (com início em 4 de agosto de 2023 e término em 4 de agosto de 2024), limitado a 157.816.947.

Restrições de Autonegociação

De acordo com nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários, é proibido o uso de informações relevantes ainda não divulgadas por qualquer pessoa que tenha tido acesso a elas, com o objetivo de obter vantagem, para si ou para outros, por meio da negociação de valores mobiliários.

A Resolução CVM nº 44/21, individualmente ou em conjunto, considera as seguintes situações ao caracterizar o uso de informações relevantes ainda não divulgadas, por qualquer pessoa que tenha tido acesso a elas, com o objetivo de obter vantagem, para si ou para outros, por meio da negociação de valores mobiliários, como ato ilícito ("Informação Privilegiada"):

- I – a pessoa que negociou valores mobiliários tem informações relevantes ainda não divulgadas e usa tais informações na referida negociação;
- II – acionistas controladores diretos ou indiretos, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, e a própria empresa com acesso a todas as informações relevantes ainda não divulgadas e negocia valores mobiliários emitidos pela empresa;
- III - as pessoas listadas no inciso II, bem como aquelas que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a empresa e que, ao terem acesso a informação relevante ainda não divulgada, saibam que se trata de Informação Privilegiada;
- IV - um Administrador que deixa a empresa com conhecimento de informações relevantes ainda não divulgadas e usa essas informações para negociar títulos emitidos pela empresa em um período de três meses após deixar a empresa;
- V – a informação será considerada relevante a partir do momento em que se iniciarem estudos ou análises relacionadas ao assunto, ou se for informação sobre operações corporativas como cisões totais ou parciais, fusões, transformações ou qualquer forma de reorganização societária ou combinação de negócios, alteração no controle da empresa, incluindo a execução, alteração ou rescisão de um acordo de acionistas, decisão de fechamento de capital ou mudança no segmento de negociação de seus valores mobiliários, independentemente de outras questões que também possam constituir fato relevante; e
- VI - são consideradas informações relevantes as informações sobre o pedido de recuperação judicial ou extrajudicial de empresas e o pedido de falência feito pela empresa, a partir do momento em que forem iniciados os estudos ou análises relacionados a esses pedidos.

Período de Restrição

No período de 15 dias antes da divulgação de nossas informações trimestrais e informações anuais, com exceção das disposições sobre planos individuais de investimento/desinvestimento em nossa Política e na Resolução CVM nº 44/2021; a empresa, acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, estabelecidos por disposição estatutária, estão proibidos de negociar valores mobiliários emitidos pela empresa, ou referenciados a ela, independentemente de esses indivíduos terem conhecimento do conteúdo nas informações contábeis trimestrais da empresa e nas demonstrações financeiras anuais. O período de restrição exclui o dia da divulgação das demonstrações financeiras; no entanto, os títulos só poderão ser negociados no dia da divulgação após a divulgação efetiva.

Essa restrição não se aplica a:

- negociação de títulos de renda fixa, quando realizada por meio de operações com compromisso de recompra conjunta pelo vendedor e revenda pelo comprador, em que a liquidação tenha sido predefinida para uma data que pode ser anterior ou na data de vencimento das referidas operações, com rentabilidade ou parâmetros de remuneração predefinidos;
- operações destinadas ao cumprimento de obrigações assumidas antes do início do período de restrição decorrentes de empréstimos de ações, exercício de opções de compra ou venda por terceiros e contratos de compra e venda a termo; e

- negociações realizadas por instituições financeiras e pessoas jurídicas que fazem parte de seu grupo econômico, desde que sejam realizadas em seu curso normal de negócios e em conformidade com os parâmetros estabelecidos na política de negociação da empresa.

Além disso, a restrição não se baseia em uma avaliação sobre a existência de informações relevantes e sua divulgação pendente ou sobre a intenção da atividade de negociação.

O Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores ("DFINRI") poderá, independentemente de justificativa, estabelecer períodos em que a companhia e as Partes Relacionadas não poderão negociar valores mobiliários de emissão da Petrobras, suas Subsidiárias e Afiliadas (que sejam companhias abertas). Se essa opção for executada, o DFINRI deve indicar claramente o prazo inicial e o prazo final do Período de *Blackout*, e a empresa e as Partes Relacionadas devem manter esses períodos confidenciais. A falta de comunicação por parte da DFINRI com relação ao Período de *Blackout* não isentará ninguém de cumprir a Política, bem como as disposições da Resolução CVM nº 44/21 e outros atos normativos da CVM.

Exceções às restrições de negociação

Qualquer pessoa que mantenha relacionamento com companhia aberta que a torne potencialmente sujeita às presunções referidas no § 1º do artigo 13 da Deliberação CVM nº 44/21 poderá formalizar plano individual de investimento ou desinvestimento regulando suas negociações com Valores Mobiliários de emissão da companhia ou a eles referenciados, de forma a afastar a aplicabilidade das referidas presunções. O plano individual de investimento será regido pela Resolução CVM nº 44/21.

Resolução de Disputas

Como uma empresa listada no Segmento Nível 2 da B3, nosso Estatuto Social prevê a resolução obrigatória de disputas, por meio de arbitragem perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, em relação a qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre nós, nossos acionistas, nossa administração e membros do nosso Conselho Fiscal, relacionados ou decorrentes da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações aplicável, Lei nº 13.303/16, no Estatuto Social da companhia, nas normas emitidas pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como em outras normas aplicáveis à operação do mercado de valores mobiliários em geral, além daquelas contidas no Regulamento do Segmento Nível 2, Regulamento de Arbitragem, Acordo de Participação e Regulamento de Sanções do Nível 2.

Entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como nossa empresa e nosso acionista controlador, podem utilizar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas apenas para litígios envolvendo direitos econômicos negociáveis. Como resultado, tais entidades não podem submeter a arbitragem quaisquer direitos considerados não negociáveis segundo a lei brasileira (direitos indisponíveis), como aqueles considerados relacionados ao interesse público. Portanto, as decisões do Governo federal brasileiro exercidas em qualquer assembleia geral de acionistas, se baseadas ou relacionadas ao interesse público, não estão sujeitas a um processo de arbitragem.

Direito dos Acionistas

Assembleias de Acionistas e Direitos de Voto

Nossos acionistas têm direitos de voto nas assembleias de acionistas para decidir sobre quaisquer assuntos relacionados aos nossos objetivos corporativos e para aprovar quaisquer resoluções que considerem necessárias para nossa proteção e desenvolvimento, exceto por certas questões cuja autoridade para resolver são exclusivamente de responsabilidade de nossos órgãos de governança corporativa.

Nossa assembleia de acionistas anual ocorre em nossa sede, no Rio de Janeiro, Brasil, em abril de cada ano. Além disso, nosso Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil, nossos acionistas ou Conselho Fiscal, podem convocar assembleias de acionistas extraordinárias. Em 2024, nossa reunião foi realizada parcialmente de forma virtual (via videoconferência), de acordo com a Resolução CVM nº 81/2022. Portanto, os acionistas podem participar da reunião por meio da plataforma digital que fornecemos ou pessoalmente em nossa sede.

O aviso da assembleia geral anual de acionistas e documentos relacionados devem ser publicados pelo menos 30 dias calendário antes da data agendada para a reunião.

Para os detentores de ADRs, somos obrigados a fornecer aviso ao depositário dos ADRs pelo menos 30 dias calendário antes de uma assembleia de acionistas. Após o recebimento do aviso da assembleia de acionistas, o depositário deve fixar a data de registro dos ADRs e distribuir aos detentores de ADRs um aviso. Este aviso deve conter (i) informações finais específicas para tal voto e reunião e quaisquer materiais de solicitação, (ii) uma declaração de que cada titular na data de registro estabelecida pelo depositário terá direito a instruir o depositário quanto ao exercício dos direitos de voto, sujeito a quaisquer disposições aplicáveis da lei brasileira, bem como nosso Estatuto Social, e (iii) uma declaração sobre a maneira como essas instruções podem ser dadas, incluindo instruções para dar um mandato discricionário a uma pessoa designada por nós.

A participação presencial ou eletrônica nas assembleias de acionistas não está disponível para detentores de ADRs, que só podem votar por meio de cartões de voto por procuração enviados ao banco depositário de ADRs.

Quórum

Quórum de presença. Para iniciar, os acionistas representando pelo menos um quarto de nossas ações com direito a voto emitidas e em circulação devem comparecer à nossa assembleia de acionistas, exceto quando o assunto a ser decidido visa emendar nosso Estatuto Social. Neste caso, uma reunião válida requer a presença de acionistas representando pelo menos dois terços de nossas ações com direito a voto emitidas e em circulação. Se o quórum necessário não for atingido, nosso Conselho de Administração poderá convocar uma segunda reunião enviando um aviso pelo menos oito dias calendário antes da nova data da reunião agendada. Os requisitos de quórum de presença não se aplicarão a essa segunda reunião, mas os requisitos de quórum de votação descritos abaixo deverão ser observados.

Quórum de votação. As questões a serem aprovadas em nossa assembleia de acionistas devem ser aprovadas pelos quóruns especificados abaixo.

Matéria aprovada por maioria de votos (dos titulares de ações ordinárias presentes na reunião):

- alterar nosso Estatuto Social;
- aprovar qualquer mudança de capital;

- eleger ou destituir membros de nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes), sujeito ao direito de nossos acionistas preferenciais de eleger ou destituir um membro de nosso Conselho de Administração e de eleger um membro de nosso Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes) e ao direito de nossos empregados de eleger ou destituir um membro de nosso Conselho de Administração;
- receber as demonstrações financeiras anuais preparadas por nossa administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações financeiras da administração, incluindo a alocação do lucro líquido para pagamento do dividendo obrigatório e alocação para as diversas contas de reservas;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto para a emissão de debêntures não conversíveis e não garantidas ou a venda de tais debêntures quando em tesouraria, que podem ser aprovadas por nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista em consideração ao aumento do capital social;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integralmente controladas e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração dos ex-membros de nossa Diretoria Executiva, nosso Conselho de Administração, nosso Conselho Fiscal, incluindo a remuneração devida durante o período de seis meses de perda previsto em nossos Estatutos Social e dos comitês consultivos;
- aprovar o cancelamento de nosso registro como empresa de capital aberto;
- aprovar os requisitos de nossa política de nomeação, além dos requisitos previstos pela lei aplicável aos conselhos de administração e conselhos fiscais; e
- aprovar, no caso de empresa de capital aberto, a execução de transações com partes relacionadas e a venda ou contribuição de ativos para outra empresa, se o valor da transação corresponder a mais de 50% do valor dos ativos totais listados no último balanço aprovado.

Matéria aprovada por pelo menos metade das ações ordinárias de nosso capital social total:

- reduzir a distribuição de dividendos obrigatórios;
- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- participar de um grupo de empresas, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- alterar nosso objeto social, o que deve ser precedido por uma alteração em nosso Estatuto Social por lei federal, já que somos controlados pelo Governo federal brasileiro e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- cisão de uma parte de nossa empresa, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integralmente controladas ou associadas;
- decidir sobre nossa dissolução;
- criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções de qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado em nosso Estatuto Social;

- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais; e
- criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

Matéria aprovada por um quórum especial:

- Selecionar uma empresa especializada para elaborar a avaliação de nossas ações por valor econômico no caso de cancelamento de nosso registro como empresa de capital aberto, matéria que deve ser aprovada pela maioria dos votos dos titulares das ações em circulação que estiverem presentes na reunião. Segundo a regulamentação do Nível 2 da B3, as ações em circulação significam todas as ações emitidas por uma empresa, exceto as ações detidas pelo acionista controlador, por pessoas vinculadas a tal acionista controlador e por nossos administradores, bem como aquelas ações em tesouraria e ações preferenciais de classe especial cujo objetivo seja garantir direitos políticos diferenciados e serem intransferíveis e propriedade exclusiva da entidade privatizadora. Esta matéria só pode ser discutida em uma assembleia de acionistas instalada com a presença de pelo menos 20% dos titulares das ações em circulação em uma primeira chamada, ou a presença de qualquer número de titulares das ações em circulação em uma segunda chamada.

Conforme a Lei nº 13.303/16, nenhuma decisão tomada em qualquer assembleia de acionistas pode alterar o status societário de nossa empresa (ou seja, sociedade anônima).

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, se um acionista tiver um conflito de interesses com uma empresa em relação a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar em qualquer decisão relacionada a essa transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista com conflito de interesses pode ser anulada e tal acionista pode ser responsabilizado por quaisquer danos causados e ser obrigado a devolver à nós qualquer ganho que possa ter obtido como resultado da transação.

Também de acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, os acionistas minoritários representando pelo menos 10% de nosso capital com direito a voto têm o direito de exigir que seja adotado um procedimento de voto múltiplo para conceder a cada ação ordinária tantos votos quantos forem os membros do conselho de administração e dar a cada ação ordinária o direito de voto múltiplo em apenas um candidato do nosso conselho de administração ou distribuir seus votos entre vários candidatos. Conforme as regulamentações promulgadas pela CVM, o requisito de limite de 10% para o exercício de procedimentos de voto múltiplo pode ser reduzido dependendo do montante do capital social que possuímos. Para uma empresa como a nossa, o limite é de 5%. Portanto, os acionistas representando 5% de nosso capital com direito a voto podem exigir a adoção do procedimento de voto múltiplo.

Quanto ao direito de nomear membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, destacam-se os seguintes pontos:

- nossos acionistas preferencialistas minoritários que, juntos, detêm pelo menos 10% do capital social total (excluindo as ações detidas pelo nosso acionista controlador) têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração em uma assembleia de acionistas, por meio de um procedimento de votação separado;
- nossos acionistas ordinaristas minoritários têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração, se um número maior de diretores não for eleito por tais acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo;
- nossos empregados têm o direito de eleger diretamente um membro do nosso Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação separado, conforme a Lei nº 12.353/10; e

- sujeito às disposições da lei aplicável, o Ministro da Economia do Brasil tem o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração.

A Lei das Sociedades por Ações do Brasil e nosso Estatuto Social estabelece que, independentemente do exercício pelos nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de voto múltiplo, o Governo federal brasileiro sempre tem o direito de nomear a maioria dos membros de nosso conselho de administração e nosso conselho fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além de seus direitos de voto, os acionistas têm os seguintes direitos:

Direitos de preferência: Cada um de nossos acionistas tem um direito geral de preferência para subscrever ações ou títulos conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária. Um período mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital é garantido para o exercício do direito, e o direito é transferível. Sob nosso Estatuto Social e a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, e sujeito à exigência de aprovação pelos acionistas de qualquer aumento necessário em nosso capital autorizado, nosso Conselho de Administração pode decidir não estender os direitos de preferência aos nossos acionistas, ou reduzir o período de 30 dias para o exercício dos direitos de preferência, em cada caso, com relação a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou *warrants* no contexto de uma oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, detentores de ADSs e detentores de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto em circunstâncias descritas acima, direitos de preferência para subscrever qualquer classe de nossas ações recém-emitidas. No entanto, os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações ordinárias e preferenciais subjacentes aos seus ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários esteja eficaz em relação a esses direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da Lei de Valores Mobiliários esteja disponível.

Para mais informações, consulte "Riscos - Fatores de Risco - Riscos relacionados a ações e títulos de dívida" neste relatório anual.

Resgate e direitos de retirada: A Lei das Sociedades por Ações do Brasil estabelece que, em circunstâncias limitadas, os acionistas têm o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber pagamento pela parte do patrimônio líquido do acionista atribuível à sua participação acionária.

Este direito de retirada pode ser exercido pelos titulares das ações ordinárias ou preferenciais afetados adversamente, desde que certas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil sejam atendidas, no caso de decidirmos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções para qualquer outra classe de ações preferenciais;
- alterar as preferências, privilégios, condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa;
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido pela Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nossos objetivos sociais;

- cisão de uma parte da nossa empresa;
- transferir todas as nossas ações para outra empresa ou receber ações de outra empresa para nos tornar uma subsidiária integral, conhecida no Brasil como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra empresa a um preço que exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações do Brasil.

Este direito de retirada também pode ser exercido no caso de a entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma empresa listada e nós não negociarmos novas ações no mercado secundário, dentro de 120 dias a partir da data da assembleia de acionistas que aprovar a transação, de acordo com as regulamentações aplicáveis da SEC.

Considerando que nosso Estatuto Social não prevê regras para determinar qualquer valor de resgate, nos termos da Lei das Sociedades por Ações do Brasil, qualquer resgate de ações decorrente do exercício desses direitos de retirada seria realizado com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço aprovado pelos nossos acionistas. No entanto, se uma assembleia de acionistas que dê origem a direitos de resgate ocorreu mais de 60 dias após a data do último balanço aprovado, um acionista teria direito a exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo balanço patrimonial datado dentro de 60 dias após tal assembleia de acionistas. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do valor do reembolso calculado com base no último balanço e, após a elaboração do balanço patrimonial especial, pagaríamos o saldo dentro de 120 dias a partir da data da resolução da assembleia de acionistas. O direito de retirada caduca 30 dias após a publicação da ata da assembleia de acionistas que aprovou os assuntos descritos acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem a direitos de retirada dentro de dez dias após a publicação da ata da reunião que ratificar a decisão se o pagamento do preço de reembolso das ações aos acionistas discordantes comprometer a nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Direitos de conversão: Nossas ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais, nem as ações preferenciais são conversíveis em ações ordinárias.

Responsabilidade dos nossos acionistas por novas chamadas de capital: Nem a Lei das Sociedades por Ações do Brasil nem nosso Estatuto Social prevê responsabilidade dos nossos acionistas por novas chamadas de capital. A responsabilidade dos nossos acionistas pelo capital social está limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos não sujeitos a renúncia: De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, nem o Estatuto Social de uma empresa nem as decisões tomadas em uma assembleia de acionistas podem privar um acionista de alguns direitos específicos, tais como o direito de:

- participar na distribuição de lucros;
- participar de quaisquer ativos residuais remanescentes no caso de nossa liquidação;
- supervisionar a gestão do negócio corporativo, conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- exercer direitos de preferência no caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou *warrants* de subscrição (exceto em relação a uma oferta pública desses títulos, conforme estabelecido no Estatuto Social); e
- retirar-se de nós nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações do Brasil.

Remuneração aos Acionistas

Pagamento de Dividendos, Juros sobre Capital e Recompra

Os pagamentos aos nossos acionistas estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações brasileira e às leis e regulamentos locais aplicáveis, bem como ao nosso Estatuto Social e à nossa política de remuneração aos acionistas.

Nossa política revisada de remuneração aos acionistas, aprovada em julho de 2023, prevê o pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio e/ou recompra de ações emitidas pela Petrobras ("*buyback*").

A recompra, quando ocorrer, deverá ser realizada por meio de programa estruturado aprovado pelo Conselho de Administração. O pagamento de dividendos e/ou juros sobre o capital para cada exercício fiscal deve ser aprovado pelos nossos acionistas na assembleia geral ordinária de acionistas.

No que diz respeito ao pagamento de dividendos e/ou juros sobre o capital, os lucros são distribuídos às ações em circulação na proporção do número de ações detidas por cada acionista na data de registro aplicável. Nossas ações preferenciais têm preferência na distribuição de dividendos e juros sobre capital. Portanto, o pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital aos detentores de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detido pelos detentores de ações preferenciais. Em nossa política atual, definimos que os pagamentos de distribuição de dividendos devem ser feitos trimestralmente.

O pagamento de juros sobre o capital aos nossos acionistas está sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, conforme as leis fiscais brasileiras, o que não é aplicado aos pagamentos de dividendos. Os detentores de ADRs também estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte, salvo disposição em contrário pela legislação aplicável a eles.

Nossa política atual de remuneração aos acionistas estabelece os seguintes parâmetros para a distribuição da remuneração, que devem ser seguidos nas decisões do Conselho de Administração e nas propostas da Administração para a Assembleia Geral Anual:

- 1. Estabelecemos uma compensação mínima anual de US$4 bilhões para os exercícios fiscais em que o preço médio do *Brent* esteja acima de US$40/bbl, que pode ser distribuída independentemente do nosso nível de endividamento, desde que os princípios estabelecidos na política sejam observados.
- 1,1. A compensação anual mínima será a mesma para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que exceda o valor mínimo para as ações preferenciais estabelecido em nosso Estatuto Social.
- 2. Em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de dívida definido no Plano Estratégico 2050 e no Plano de Negócios 2025-29 e resultado acumulado positivo, a ser verificado no último resultado trimestral calculado e aprovado pelo Conselho de Administração, distribuiremos aos nossos acionistas 45% do fluxo de caixa livre, de acordo com a equação abaixo, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao montante fornecido no item 1 e não comprometa nossa sustentabilidade financeira:

Remuneração dos acionistas: 45% do Fluxo de Caixa Livre

Fluxo de caixa livre: Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais menos aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias

Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais: fundos líquidos gerados pelas atividades operacionais demonstrados no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa.

Aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias: pagamentos feitos por nós para a aquisição de ativos imobilizados, ativos intangíveis e participações societárias, apresentados no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa. As aquisições de participações societárias incluem contribuições, adiantamentos para aumento de capital futuro e aquisição e/ou aumento da participação percentual, incluindo em subsidiárias. Os recibos e/ou pagamentos de outras transações de atividades de investimento e financiamento apresentadas no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa não serão adicionados, assim como os pagamentos relacionados à recompra de ações emitidas por nós.

- 3. Em casos excepcionais, podemos distribuir remuneração extraordinária aos acionistas, excedendo o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos nos itens 1 e 2, desde que a nossa sustentabilidade financeira seja preservada.

Além disso, podemos, excepcionalmente, aprovar a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na ausência de lucro líquido, desde que as regras referentes a dividendos estabelecidas na Lei nº 6.404/76 sejam cumpridas e os critérios definidos na política de remuneração aos acionistas sejam observados. Em todos os cenários de distribuição, a remuneração aos acionistas deve seguir as regras estabelecidas na Lei nº 6.404/76 (por exemplo, Artigos 201 a 205: dividendo obrigatório; dividendos sobre ações preferenciais; dividendos intermediários; pagamento de dividendos) em nosso Estatuto Social, e não deve comprometer nossa sustentabilidade financeira a curto, médio e longo prazo.

Conforme nosso Estatuto Social, dividendos intermediários e dividendos intercalares e juros sobre capital serão alocados como dividendo mínimo obrigatório conforme estabelecido pela Lei das Sociedades por Ações, inclusive para o pagamento dos dividendos prioritários mínimos de ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95, conforme alterada, prevê a distribuição de juros sobre capital aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Tais juros são limitados à variação pró rata diária da taxa de juros TJLP. O pagamento ou crédito efetivo de juros sobre capital depende da existência de lucros, calculados antes de deduzir juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior ao dobro do valor dos juros a serem pagos ou creditados.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre capital como despesa dedutível para o cálculo do lucro real, mas a dedução não pode exceder o maior de:

- 50% do lucro líquido antes de considerar tal distribuição, caso sejam consideradas despesas, com base no lucro calculado após levar em consideração quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o lucro líquido e antes de deduzir o imposto de renda para o período em que o pagamento é feito; ou
- 50% dos lucros acumulados e reservas de lucros.

Com relação à distribuição de remuneração, nossos acionistas também devem considerar o seguinte:

- **Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre capital a detentores de ADSs ou acionistas, sejam ou não residentes no Brasil, está sujeito a impostos retidos na fonte no Brasil à alíquota de 15% ou 25%, sujeita a possível redução por um tratado fiscal aplicável. A alíquota de 25% se aplica apenas se o beneficiário for residente em paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre capital, líquido de qualquer imposto retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição obrigatória de dividendos. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após o pagamento por nós dos impostos retidos na fonte brasileiros aplicáveis em relação à distribuição de juros sobre capital, seja pelo menos igual ao dividendo mínimo obrigatório conforme estabelecido pela lei brasileira.

  Para mais informações sobre a tributação brasileira de ADSs e nossas ações, consulte "Legal e Fiscal - Fiscal - Tributação relacionada às ADSs e nossas ações ordinárias e preferenciais" neste relatório anual.

- **Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso Estatuto Social, os dividendos geralmente devem ser pagos dentro de 60 dias após a data em que forem declarados, a menos que uma resolução dos acionistas estabeleça outra data de pagamento, que, em qualquer caso, deve ocorrer antes do final do ano fiscal em que o dividendo foi declarado.

- **Ajustes:** Nosso Conselho de Administração pode aprovar o pagamento de dividendos ou juros sobre capital antecipados aos nossos acionistas, cujo valor está sujeito a encargos financeiros à taxa SELIC a partir da data do pagamento até o final de cada ano fiscal.

- **Dividendos não reclamados:** Os acionistas têm um período de três anos a partir da data de pagamento do dividendo para reivindicar os dividendos ou pagamentos de juros sobre capital com relação às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reclamados reverte para nós.

Nosso total de distribuições aos acionistas para 2024 está previsto para ser de US$ 13.457 milhões e será votado na assembleia geral anual de acionistas a ser realizada em abril de 2025. Para mais informações, consulte a Nota 32.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Distribuição obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso Estatuto Social, devemos cumprir duas distribuições mínimas obrigatórias de dividendos, ambas previstas em nossa política de remuneração aos acionistas:

- devemos pagar pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado, após deduzir as alocações para a reserva legal e outras alocações eventualmente exigidas pela Lei das Sociedades por Ações do Brasil; e
- os detentores de nossas ações preferenciais têm prioridade para receber o valor do dividendo obrigatório, bem como para receber um pagamento no caso de reembolso de capital. Eles também têm direito a dividendos preferenciais mínimos anuais não cumulativos no caso de declararmos dividendos iguais ao maior valor entre (a) 5% de sua parcela proporcional do nosso capital integralizado, ou (b) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida em que declaramos dividendos em nossas ações ordinárias em um determinado ano em um montante que excede os dividendos preferenciais mínimos, os detentores de ações preferenciais têm direito a um valor adicional de dividendo por ação no mesmo valor por ação pago aos detentores de ações ordinárias. Os detentores de ações preferenciais também participam igualmente com os acionistas ordinários nos aumentos de capital decorrentes da incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades Anônimas, no entanto, permite que uma empresa de capital aberto, como a nossa, suspenda a distribuição mínima obrigatória de dividendos caso nosso Conselho de Administração e nosso Conselho Fiscal informem à assembleia geral ordinária de acionistas que a distribuição não seria aconselhável devido à nossa condição financeira. Nesse caso, nosso Conselho de Administração deve apresentar à CVM uma explicação para a suspensão da distribuição de dividendos. Os lucros não distribuídos devido a essa suspensão devem ser alocados em uma reserva especial e, se não absorvidos por perdas subsequentes, devem ser distribuídos assim que nossa condição financeira permitir tais pagamentos.

Alocação do lucro líquido

Em cada assembleia geral anual de acionistas, nosso Conselho de Administração e Diretores Executivos são obrigados a recomendar como alocar o lucro líquido do exercício fiscal anterior. A Assembleia Geral de Acionistas pode discordar de tal recomendação e decidir por outras alocações, como a alocação para as reservas estatutárias. Segundo a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estatutárias dos empregados, administradores e partes beneficiárias.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, um montante igual ao nosso lucro líquido, adicionalmente reduzido pelos valores alocados à reserva legal, à reserva de investimento em incentivos fiscais, à reserva de contingência ou à reserva de lucros não realizados estabelecida por nós em conformidade com a legislação aplicável (discutida abaixo) e aumentado pelas reversões de reservas constituídas em anos anteriores, está disponível para distribuição aos acionistas em um determinado ano. Após a distribuição dos dividendos preferenciais, uma porcentagem do lucro líquido pode ser alocada a uma reserva de contingência para perdas antecipadas que são consideradas prováveis para os anos futuros.

Qualquer montante assim alocado em um ano anterior deve ser ou (i) revertido no ano fiscal em que os motivos que justificam a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado no caso de ocorrer a perda antecipada.

Uma parte do lucro líquido proveniente de doações ou subsídios governamentais para investimentos também pode ser alocada para a criação de uma reserva de incentivo fiscal.

Se o valor da distribuição obrigatória, determinado sem deduzir o montante dos lucros não realizados de sua base de cálculo, exceder a soma dos lucros líquidos realizados em um determinado ano, esse excesso pode ser alocado a uma reserva de receita não realizada. A Lei das Sociedades por Ações define lucro líquido realizado como o montante de lucro líquido que excede a soma do resultado líquido positivo dos ajustes de patrimônio líquido e dos lucros ou receitas das operações cujos resultados financeiros ocorrem após o término do próximo exercício fiscal subsequente. Desde que sejamos capazes de fazer a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um montante equivalente a 0,5% do capital subscrito e integralizado no final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é utilizada para custear os programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado desta reserva não pode exceder 5% do capital social subscrito e integralizado. Além disso, podemos alocar até 70% do lucro líquido ajustado do ano para uma reserva de remuneração de capital, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações do Brasil e a Política de Remuneração de Acionistas, até o limite do capital social. O objetivo da reserva é garantir recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio ou outras formas de remuneração aos acionistas previstas por lei, dividendos intermediários ou intercalares, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e incorporação ao capital social. O saldo acumulado das duas reservas, juntamente com o saldo das outras reservas de lucro, de acordo com o art. 199 da Lei das Sociedades por Ações brasileira, não pode exceder o capital social.

A Lei das Sociedades por Ações brasileira também prevê a retenção de lucros, que não pode ser aprovada no caso de distribuição de dividendos obrigatória e deve estar de acordo com os termos do nosso orçamento de capital previamente aprovado pela assembleia de acionistas. Uma parte de nosso lucro líquido que excede a distribuição mínima obrigatória pode ser alocada para financiar necessidades de capital de giro e projetos de investimento, desde que essa alocação seja baseada em um orçamento de capital previamente aprovado por nossos acionistas. Orçamentos de capital para mais de um ano devem ser revisados em cada assembleia anual de acionistas.

A criação de reservas estatutárias e a retenção de lucros não podem ser aprovadas em detrimento do dividendo obrigatório.

Informações Adicionais para Acionistas não Brasileiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente na B3 (para não residentes brasileiros) ou por meio de ADRs na NYSE. Não há restrições à propriedade de nossas ações ordinárias ou preferenciais no Brasil por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil e todas elas têm direito às prerrogativas e preferências de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

A capacidade de converter pagamentos de dividendos e receitas provenientes da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de remeter tais valores para fora do Brasil está sujeita a restrições previstas na legislação sobre investimentos estrangeiros (controles cambiais brasileiros). No entanto, se os investidores estrangeiros estiverem registrados na CVM, de acordo com a Resolução CMN No. 4.373, eles podem usar os pagamentos de dividendos e os proventos da venda de ações para comprar e vender títulos diretamente na B3, o que geralmente requer, entre outras etapas, o registro do investimento relevante junto ao Banco Central do Brasil. No entanto, qualquer detentor não brasileiro que se registrar na CVM de acordo com a Resolução CMN No. 4.373 pode comprar e vender títulos diretamente na B3. Tais detentores não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil que será obrigado, entre outras atribuições, a registrar e manter atualizado junto ao Banco Central do Brasil o registro de todas as transações desses investidores na B3.

O direito de converter pagamentos de dividendos e receitas provenientes da venda de ações em moeda estrangeira e remeter tais valores para fora do Brasil também pode estar sujeito a restrições conforme a legislação de investimento estrangeiro. Se houver restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior, isso poderá dificultar ou impedir a Central Depositária, como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelos ADSs, ou os detentores registrados que tenham trocado os ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou os recursos provenientes da venda de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares norte-americanos e remeter os dólares norte-americanos para o exterior.

Detentores não brasileiros na B3

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e realizar quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que cumpram determinados requisitos. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

- designar pelo menos um representante no Brasil, com poderes para realizar ações relacionadas ao investimento do investidor;
- registrar-se como investidor estrangeiro na CVM;
- nomear pelo menos um custodiante autorizado no Brasil para os investimentos do investidor;
- registrar todos os investimentos em carteira do investidor estrangeiro no Brasil, por meio do representante do investidor, no Banco Central do Brasil; e
- cumprir com outros requisitos previstos na Resolução CVM nº 13/20.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá operar nos mercados financeiro e de capitais brasileiros.

Os títulos e outros ativos financeiros mantidos por investidores conforme a Resolução CMN No. 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos mantidos conforme a Resolução CMN No. 4.373 e a Resolução CVM No. 13/20 deve ser realizada nas bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, exceto as transferências resultantes de transações privadas.

Titulares de ADS

A Resolução CMN No. 4.373 permite que empresas brasileiras emitam recibos depositários nos mercados de câmbio estrangeiro. A Resolução CVM nº 13 é a norma que atualmente trata do registro desses investidores junto à CVM. Atualmente, temos um programa de ADR (*American Depositary Receipt*) para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registrado na CVM e no Banco Central do Brasil. Os recursos provenientes da venda de ADSs por detentores fora do Brasil estão livres dos controles cambiais brasileiros.

Desde 2 de janeiro de 2020, o JPMorgan é o depositário de nossas ADSs ordinárias e preferenciais. O depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais atualmente representa (i) duas ações (ou um direito de receber duas ações) depositadas junto a um agente do depositário atuando como custodiante, e (ii) quaisquer outros títulos, numerário ou outros bens que possam ser detidos pelo depositário. O escritório de confiança corporativa da Depositária, onde as ADSs serão administradas, está localizado no 383 Madison Avenue, 11º andar, Nova York, Nova York 10179, Estados Unidos.

O Depositário obteve do Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro em relação aos nossos programas de ADR existentes. Conforme o registro, o custodiante e o Depositário poderão converter dividendos e outras distribuições referentes às ações relevantes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter os recursos para fora do Brasil.

No caso em que um detentor de ADSs troque as ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o detentor deverá obter registro como investidor estrangeiro no Brasil de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, nomeando um representante local e obtendo um certificado de registro do Banco Central do Brasil. A falta de adoção dessas medidas pode sujeitar o detentor à impossibilidade de converter os proventos da disposição das ações pertinentes ou distribuições relacionadas a elas em moeda estrangeira e de remeter os proventos para fora do Brasil. Além disso, o detentor pode estar sujeito a um tratamento tributário brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs. Se o investidor estrangeiro residir em uma jurisdição de paraíso fiscal, também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável.

Para obter mais informações, consulte "Riscos - Fatores de Risco - Riscos relacionados a ações e títulos de dívida" e "Legal e Fiscal - Fical - Tributação relacionada aos ADSs e nossas Ações Comuns e Preferenciais" neste relatório anual.

Taxas a serem pagas pelos detentores de ADSs

O Depositário pode cobrar várias taxas dos detentores de ADSs, incluindo: (i) uma taxa anual de US$0,05 (ou menos) por ADS para administração do programa de ADR, e (ii) montantes referentes a despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos detentores de ADSs, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da lei aplicável, impostos ou outras taxas governamentais, transmissão por fax ou conversão de moeda estrangeira em dólares norte-americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, buscar o pagamento diretamente faturando os investidores ou deduzindo o valor aplicável das distribuições em dinheiro. Os detentores de ADSs também podem ser obrigados a pagar taxas adicionais por determinados serviços prestados pelo Depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.

Serviços do Depositário	Taxas a serem pagas pelos detentores de ADSs
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de distribuição de ações ou direitos ou outros ativos	US$ 5,00 (ou menos) por 100 ADSs (ou parte correspondente)
Distribuição de dividendos	US$ 0,05 (ou menos) por ADS
Cancelamento de ADSs com o objetivo de retirada	US$ 5,00 (ou menos) por 100 ADSs (ou parte correspondente)

Taxas Pagas pelo Depositário

O Depositário reembolsa-nos por certas despesas que incorremos relacionadas à administração e manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis compreendem, entre outras, despesas de relações com investidores, taxas de listagem e honorários advocatícios.



Legal e Fiscal

Regulamentação

Regulamentação de Negócios

Exploração e Produção

Nos termos da lei brasileira, o Governo federal detém a propriedade de todas as acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção dessas acumulações de petróleo e gás natural no país. Existem três tipos diferentes de contratos de E&P: (i) Regime de Concessão; (ii) Partilha de Produção; e (iii) Cessão Onerosa.

REGIME DE CONCESSÃO

Até 1997, éramos o agente exclusivo do Governo federal brasileiro para realizar a exploração e produção de óleo e gás no Brasil.

Em 1997, o Governo federal brasileiro estabeleceu um arcabouço regulatório baseado em concessões e criou uma agência reguladora independente para regular a indústria de óleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, conhecida como ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Este arcabouço e a ANP criaram um ambiente competitivo no setor de óleo e gás.

O arcabouço regulatório baseado em concessões nos concedeu o direito de explorar reservas de petróleo em cada um de nossos campos já existentes em produção, sob contratos de concessão, por um prazo inicial de 27 anos a partir da data em que foram declarados comercialmente rentáveis. Esses são conhecidos como os contratos de concessão "Rodada Zero". Esse período inicial de 27 anos para produção pode ser prorrogado mediante solicitação do concessionário, sujeito à aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não estavam sujeitas a concessões tornaram-se disponíveis para licitação pública realizada pela ANP. Nós participamos dessas licitações tanto de forma independente quanto por meio de parcerias com empresas privadas (como operadora ou não-operadora, em uma análise caso a caso).

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e conforme nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos direito ao óleo e gás explorados das áreas concedidas e somos obrigados a distribuir ao Governo federal brasileiro uma parte das receitas correspondentes.

Para informações relacionadas à Tributação sob o Regime de Concessão de Óleo e Gás, consulte o item "Legal e Fiscal – Participação Governamental em Diferentes Regimes Regulatórios" neste relatório anual.

REGIME DE CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO PARA ÁREAS PRÉ-SAL NÃO LICENCIADAS E POTENCIALMENTE ESTRATÉGICAS

Descobertas de grandes reservas de óleo e gás natural nas áreas do Pré-sal da Bacia de Campos e da Bacia de Santos motivaram uma mudança na legislação relativa às atividades de exploração e produção de óleo e gás. Em 2010, foram promulgadas leis para regular contratos sob um regime de partilha de produção na área do Pré-sal, conforme definido pela Lei nº 12.351/2010 e em áreas potencialmente estratégicas. A legislação promulgada não impactou os contratos de concessão.

Não somos obrigados a ser o operador exclusivo das áreas do Pré-sal, mas antes de qualquer rodada de licitação, o Governo federal brasileiro deve nos oferecer o direito de manifestar nosso interesse em exercer

o direito de preferência para operar os blocos sob o regime de partilha de produção com no mínimo 30% de participação. Caso não haja proposta para as áreas às quais expressamos interesse, aquela área não será concedida e, portanto, não temos mais obrigações remanescentes. O direito de preferência só se torna efetivo em (i) casos de propostas vencedoras acima do lucro mínimo em óleo, caso decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos previamente manifestado interesse e (ii) casos em que a proposta vencedora esteja no lucro mínimo em óleo, então somos obrigados a ser o operador, com mínimo de 30% de participação, conforme aplicável de acordo com a Resolução Governamental pertinente. Independentemente de exercermos nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo de licitação para aumentar nossa participação em qualquer uma das áreas do Pré-sal.

A licitante vencedora será a empresa que oferecer ao Governo federal brasileiro o maior percentual de "óleo lucro", que é a receita bruta da produção de determinado campo após dedução dos *royalties* e "óleo custo", que é o custo associado com a produção de óleo. A taxa de *royalties* é de 15% aplicável à produção bruta de óleo e gás natural e não há nenhuma outra taxa governamental a pagar ao Governo federal brasileiro.

Os contratos de partilha de produção são celebrados entre as empresas privadas vencedoras da licitação, a empresa estatal não operadora PPSA, que representa as participações do Governo federal brasileiro nos contratos de partilha de produção e administra a participação do Governo federal brasileiro do óleo lucro e a ANP. A PPSA participa dos comitês operacionais, com voto de qualidade e poder de veto, e administra e controla os respectivos custos, tudo isso de acordo com cada contrato específico de partilha de produção.

CESSÃO ONEROSA

Em 2010, celebramos um acordo com o Governo federal brasileiro, segundo o qual o governo nos atribuiu o direito de conduzir atividades de exploração e produção de óleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do Pré-sal, sujeito a um limite máximo produção de cinco bilhões de boe. O preço inicial do contrato pelos nossos direitos sob o Acordo de Cessão Onerosa foi de US$ 42,5 bilhões (R$ 74,8 bilhões), que foi pago integralmente em 1º de setembro de 2010. Consulte "Contratos Relevantes" neste relatório anual.

Tanto a Lei nº 12.276/2010 (a "Lei de Cessão Onerosa") quanto o Acordo de Cessão Onerosa preveem um procedimento de revisão. O principal objetivo do procedimento de revisão é verificar se o preço pago ao Governo federal brasileiro por nós em 2010 foi adequado em relação ao preço pela outorga dos direitos de explorar e produzir cinco bilhões de barris de óleo equivalente em determinadas regiões do Pré-sal.

De acordo com o Acordo de Cessão Onerosa, a revisão deverá ser baseada em relatórios técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes a serem contratadas pela ANP e pela cessionária, que deverão considerar as melhores práticas da indústria do óleo, incluindo os seguintes itens: (a) informações contidas no relatório final do programa exploratório obrigatório (conforme tal termo é definido no Acordo de Cessão Onerosa); (b) os preços de mercado do óleo e do gás natural; e (c) especificação do produto que está sendo produzido. Além disso, conforme previsto no Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deverá seguir as premissas previstas em tal contrato.

Foi criado um comitê interno para negociar a revisão do Acordo de Cessão Onerosa com representantes do Governo federal brasileiro (ou seja, representantes do MME, do Ministério da Fazenda e da ANP). As negociações resultaram na revisão do Acordo de Cessão Onerosa que foi submetido à análise do TCU, por recomendação do MME.

Em 2019, a alteração do Acordo de Cessão Onerosa foi aprovada por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética.

A alteração consolida um dos vários cenários discutidos entre o Governo federal brasileiro e nossas comissões e resultou em um crédito de US$ 9,058 bilhões em nosso favor, que foi integralmente pago em dezembro de 2019. Adicionalmente, a alteração estabelece novos percentuais de conteúdo local: 25% para

construção de poço; 40% para sistema de coleta e descarte da produção; e 25% para unidade estacionária de produção. Para obter informações relacionadas ao novo modelo de tributação para o setor de óleo e gás ("Repetro"), consulte "Legal e Fiscal – Participação governamental em diferentes regimes regulatórios" neste relatório anual.

Refino, Transporte e Comercialização

Com relação ao refino de petróleo, pela Resolução nº 852/2021, a ANP exige uma notificação específica antes de iniciar a construção de uma nova unidade de processo, unidade de tratamento de produto e/ou unidade auxiliar de uma refinaria de petróleo e uma autorização específica para a operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo. A comercialização de derivados de petróleo está sujeita ao cumprimento das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (e.g. gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações mensais sobre as atividades de importação, exportação, produção, processamento, movimentação, transporte e transferência, armazenamento e distribuição de óleo, derivados, produtos de gás natural e produtos de xisto.

Em relação ao armazenamento de combustíveis, a ANP, por meio da Resolução nº 868/2022, estabeleceu que as informações devem ser prestadas diariamente e mensalmente por nós e demais agentes.

Desde 2013, a ANP exige que os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e os distribuidores de combustíveis garantam estoques mínimos de gasolina e diesel. Em 2015, a ANP estabeleceu a mesma obrigação para os produtores de GLP e querosene de aviação.

A ANP exige ainda que as refinarias e os importadores de derivados de petróleo divulguem publicamente suas tabelas de preços eletronicamente (preços-padrão), bem como os preços dos 12 meses anteriores, com descrição das condições comerciais específicas para: (i) gasolina regular e premium; (ii) óleo diesel e diesel marítimo; (iii) querosene de aviação; (iv) GLP; (v) óleo combustível; e (vi) asfalto.

O descumprimento das regras da ANP pode acarretar uma série de multas e penalidades, inclusive a revogação da autorização.

Em dezembro de 2016, o Governo federal brasileiro lançou o programa “RenovaBio” para estimular a produção de biocombustíveis no mercado local, nomeadamente etanol, biodiesel, biogás e biocombustível para aviação. Em junho de 2019, o CNPE fixou as metas anuais obrigatórias de redução das emissões de carbono e a ANP estabeleceu (i) a individualização das metas anuais obrigatórias de redução das emissões de gases de efeito estufa para a comercialização de combustíveis (Resolução nº 791/2019) e (ii) os procedimentos para emissão primária de créditos de redução de emissões de carbono (Resolução nº 802/2019).

Nossa área de refino de petróleo e gás natural também está sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em 2019, assinamos um compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta) que consolida nosso entendimento sobre o desinvestimento de ativos de refino no Brasil. Em novembro de 2023, solicitamos formalmente a revisão do acordo firmado com o CADE em linha com o Plano Estratégico. Assim, em 2024, a Petrobras e o CADE chegaram a um acordo e estabeleceram novos compromissos que atendiam aos interesses de ambas as partes. Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte "Riscos - Fatores de Risco - 6.b) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de óleo e gás pode intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam em linha com as melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementar nosso Plano

Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados" e "Fusões e Aquisições" neste relatório anual.

Gás e Energias de Baixo Carbono

LEIS DO GÁS NATURAL

A Nova Lei do Gás, regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, representa um novo marco regulatório para o mercado brasileiro de gás natural, introduzindo inovações legais relevantes e garantindo segurança jurídica às regras administrativas decorrentes do Programa "Novo Mercado de Gás", instituído pelo Governo federal brasileiro em meados de 2019.

Entre outras matérias, a Nova Lei do Gás prevê: (i) acesso negociado a gasodutos, UPGNs e Terminais de GNL; (ii) a implementação do modelo de entrada e saída para o transporte de gás natural; (iii) a mudança no regime de utilização de dutos de transporte e instalações de armazenamento (da concessão para autorização); (iv) a desagregação dos segmentos de transporte e distribuição de gás natural; e (v) a mudança de competência para aprovar a importação e exportação de gás natural (do MME para a ANP).

Em 2022 o CNPE publicou a Resolução nº 3, estabelecendo (i) as diretrizes estratégicas para o novo mercado de gás natural, (ii) o aprimoramento das políticas energéticas relacionadas à livre concorrência neste mercado, (iii) os fundamentos do período de transição, e (iv) a revogação, entre outras, da Resolução CNPE nº 4/2019.

Em agosto de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.153/2024, que alterou o Decreto nº 10.712/2021, introduzindo mudanças significativas na regulamentação da Nova Lei do Gás, relacionada às atividades de gás natural. Apesar da importância da publicação da Nova Lei do Gás, esperamos novas ações da ANP para estabelecer medidas que serão necessárias para implementar a maioria das mudanças trazidas pela nova lei.

Em agosto de 2023, a ANP publicou a 3ª atualização da sua agenda regulatória para os anos 2022-2023. Para mais informações:: **https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria**.

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 regulamentam, respectivamente, a atividade de carregamento e o serviço de transporte de gás natural, a fim de adaptar e simplificar o processo de oferta e contratação de capacidade firme de transporte de acordo com o novo enquadramento legal do gás natural. Com esta publicação, tornou-se possível contratar capacidade nos sistemas de transporte diretamente através do Portal de Oferta de Capacidade, sem necessidade de chamada pública prévia.

Em julho de 2019, assinamos compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta) que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil, incluindo a venda de participação societária em empresas que atuam neste setor. Em novembro de 2023, solicitamos formalmente a revisão do acordo firmado com o CADE em linha com o Plano Estratégico. Assim, em 2024, a Petrobras e o CADE chegaram a um acordo e estabeleceram novos compromissos que atendiam aos interesses de ambas as partes. Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte "Fusões e Aquisições" e "Riscos - Fatores de Risco - 6.b) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de óleo e gás pode intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam em linha com as melhores empresas do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados" neste relatório anual.

ENERGIA RENOVÁVEL E CARBONO

Em agosto de 2024, foi promulgada a Lei nº 14.948. Ela representa uma nova estrutura regulatória para o hidrogênio no Brasil, introduzindo inovações legais relevantes. No entanto, essa estrutura regulatória ainda precisa ser regulamentada para entrar em vigor.

Em 8 de outubro de 2024, foi publicada a Lei n. 14.993 (Lei Combustível do Futuro) foi publicada, estabelecendo o seguinte: i) o Programa Nacional de Combustíveis Sustentáveis para Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e de Incentivo ao Biogás e ao Biometano; ii) ajustes nos limites máximo e mínimo da mistura de etanol anidro na gasolina C vendida ao consumidor final e da mistura de biodiesel no diesel vendido ao consumidor final; iii) regulamentação para a fiscalização das atividades de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono e produção e comercialização de combustíveis sintéticos; iv) integração das iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa de Mobilidade e Inovação Verde (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve). No entanto, essa estrutura regulatória ainda precisa ser regulamentada para entrar em vigor.

Em 12 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.042, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), visando ao cumprimento da Política Nacional sobre Mudanças do Clima e dos compromissos assumidos no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, por meio da definição de compromissos ambientais e da disciplina financeira para a comercialização de ativos. Entretanto, essa estrutura regulatória ainda precisa ser regulamentada para entrar em vigor.

Regulamentação de Preços

Até 1997, o Governo federal brasileiro tinha o poder de regular todos os aspectos da precificação do petróleo bruto, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o Governo federal brasileiro eliminou os controles de preços para petróleo bruto e derivados, embora tenha mantido a regulamentação sobre certos contratos de venda de gás natural e contratos de eletricidade existentes (especificamente os contratos de comércio de energia elétrica no mercado regulado – CCEAR).

Para obter informações sobre nossa política de preços, consulte “Nossos Negócios – Refino, Transporte e Comercialização” neste relatório anual.

Regulamentação Ambiental

Todas as fases do negócio do petróleo bruto e do gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis, regulamentos e requisitos de licença federais, estaduais e locais relacionados à proteção da saúde humana e do meio ambiente, e estão sob a autoridade reguladora do CONAMA.

Nossas atividades *offshore* estão sujeitas à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças de operação e perfuração. Somos obrigados a enviar relatórios regularmente, incluindo relatórios de monitoramento de poluição ao IBAMA e auditorias ambientais de terceiros, para manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação contínuo com as autoridades ambientais, a fim de melhorar as questões relacionadas à gestão ambiental de nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, elaboramos ações e medidas, em conjunto com o IBAMA, para ajustar o tratamento e a descarga de água produzida em algumas de nossas plataformas *offshore*, a fim de acomodar os requisitos recentemente emitidos pelo IBAMA. Todas essas ações estão sendo cumpridas por nós dentro dos prazos definidos com o IBAMA.

Desde 2023, um novo plano regional está sendo elaborado pelo IBAMA em relação ao impacto social da cadeia do petróleo, mas ainda não foi concluído. Já estamos monitorando o transporte de embarcações, aeronaves, mão de obra, insumos e resíduos como primeira parte deste macroplano.

Além disso, para ajudar a garantir a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também trabalha na prevenção da poluição ambiental, com vistorias aleatórias ou periódicas em unidades *offshore*.

A maior parte das condições ambientais, de saúde e de segurança *onshore* são controladas em nível federal ou estadual, dependendo da localização de nossas instalações e do tipo de atividade em desenvolvimento. Porém, também é possível que essas condições sejam controladas localmente sempre que as atividades gerarem impacto local ou estiverem estabelecidas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, existe responsabilidade estrita e solidária por danos ambientais, mecanismos para aplicação de padrões ambientais e requisitos de licenciamento para atividades poluidoras.

As pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividades causem danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções criminais, civis e administrativas. As agências governamentais de proteção ambiental também podem impor sanções administrativas pelo não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- requisitos para financiar projetos ambientais e de recuperação;
- caducidade ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- caducidade ou suspensão da participação em linhas de crédito junto de estabelecimentos de crédito oficiais.

Regulamentação Governamental

Como empresa estatal federal, estamos sujeitos a certas regras que limitam nossos investimentos e somos obrigados a apresentar nosso Orçamento Anual de Investimentos (OAI) ao ME e ao MME. Após a revisão por parte dessas autoridades governamentais, o Congresso brasileiro deverá aprovar nosso orçamento. Assim, poderá haver redução ou alteração em nossos investimentos planejados. Como resultado, talvez não consigamos implementar todos os nossos investimentos planejados, inclusive aqueles relacionados à expansão e desenvolvimento de nossos campos de petróleo e gás natural, o que poderá afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Todas as dívidas de médio e longo prazo contraídas por nós ou por nossas subsidiárias requerem a aprovação do Gerente Executivo de Finanças em conjunto com outro Gerente Executivo dentro dos parâmetros estabelecidos por nossos Diretores Executivos e pelo Conselho de Administração.

As exceções são a emissão de dívida pública no mercado de capitais e obrigações de dívida garantidas e, especialmente até 31 de dezembro de 2025 ou até a Assembleia Geral que aprovar a alteração do Estatuto Social da Petrobras, o que ocorrer primeiro, a emissão de debêntures sem garantia, que requer a aprovação de nossos Diretores Executivos, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures com garantia, que requer a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13,303/16 exige que definamos em nosso Estatuto Social o interesse público que perseguimos e quais ações de orientação pública estamos autorizados a tomar na busca de tal interesse público. Para cumprir a Lei nº 13,303/16, alteramos nosso Estatuto Social para incluir a definição de interesse público e para declarar que o Governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades para

perseguir o interesse público sob determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de óleo e gás. Consulte "Riscos - Fatores de risco - 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir daqueles de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo" neste relatório anual.

Mais especificamente, o Governo federal brasileiro pode nos orientar a assumir obrigações ou responsabilidades de orientação pública, incluindo a execução de projetos de investimento e a assunção de determinados custos operacionais, quando duas condições forem atendidas: (i) o cumprimento de obrigações ou responsabilidades deve ser definido por lei ou regulamentação e prevista em contrato ou acordo celebrado com qualquer entidade pública com poderes para negociar tal contrato ou acordo; e (ii) os projetos de investimento deverão ter seus custos e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nosso comitê financeiro e nosso comitê minoritário, exercendo sua função de assessorar nosso Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades assumidas por nós, em conexão com a busca do interesse público, são diferentes daquelas de qualquer outra entidade privada que atua no mercado de óleo e gás. A avaliação dos nossos comitês é baseada em determinados aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimentos planejados e na análise de determinados custos operacionais previamente adotados pela nossa administração.

Contratos Relevantes

Contratos de Partilha de Produção

Primeiro Contrato de Partilha de Produção – Primeira Rodada de Licitações de Partilha de Produção

Em 2013, um consórcio formado por nós (com 40% de participação), Shell (com 20% de participação), Total S.A. (com 20% de participação), CNODC (com 10% de participação) e CNOOC (com 10% de participação) (o "Consórcio Libra"), celebrou um contrato de partilha de produção com o Governo federal brasileiro, que detém 41,65% do óleo lucro do Consórcio Libra, a ANP, como regulador e supervisor, e a PPSA, como gestora (o "Primeiro Contrato de Partilha de Produção"). Pelo Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio Libra conquistou os direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do Pré-sal conhecida como bloco Libra, localizada em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Para mais informações sobre o Contrato de Partilha de Produção, vide Anexo 2.16 deste relatório anual.

Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção – Segunda e Terceira Rodadas de Licitações de Partilha de Produção

Em 2017, adquirimos, em parceria com outras petrolíferas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Entorno de Sapinhoá; (ii) Peroba; e (iii) Alto de Cabo Frio Central, na segunda e terceira rodadas de licitações no regime de partilha de produção da ANP. Somos a operadora desses blocos (o "Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção"). Em janeiro de 2018, em conjunto com nossos parceiros, a ANP, a PPSA e o Governo federal brasileiro, assinamos o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção para exploração e produção de óleo e gás natural. No regime de partilha de produção, o consórcio submete ao governo um percentual do chamado "excedente em óleo lucro para o Governo federal brasileiro", que é aplicado sobre a receita descontada dos custos de produção e *royalties*. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o Governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

Quarto e Quinto Contratos de Partilha de Produção – Quarta e Quinta Rodadas de Licitações de Partilha de Produção

Em 7 de junho de 2018, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Dois Irmãos, (ii) Três Marias e (iii) Uirapuru (o Quarto Contrato de Partilha de Produção e, juntamente com o Primeiro Contrato de Partilha de Produção Contrato e o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção, os "Contratos de Partilha de Produção"). Seremos a operadora desses três blocos adicionais em regime de partilha de produção. Segundo o regime, o consórcio submete ao Governo federal brasileiro um percentual do "excedente em óleo lucro para o Governo federal brasileiro". O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o Governo federal brasileiro. O regulamento da licitação estabeleceu o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local. Em 28 de setembro de 2018, adquirimos o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde em regime de partilha de produção e, como consequência, seremos os operadores do contrato correspondente.

Sexto Contrato de Partilha de Produção e Primeiro Contrato de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa – Sexta Rodada de Partilha Licitação de Partilha de Produção e Primeira Rodadas de Licitações de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco de Itapu. Em 7 de novembro de 2019, adquirimos, em conjunto com outra empresa internacional, o bloco Aram, e seremos os operadores desse bloco. Os três contratos de partilha de produção resultantes foram todos assinados em 30 de março de 2020. Seremos os operadores desses blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador designado, em nome das partes, oferece ao Governo federal brasileiro um percentual do excedente em óleo lucro. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o Governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, a remuneração, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

Segunda Rodada de Licitações de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 17 de dezembro de 2021, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, os direitos de exploração e produção sobre os volumes excedentes nos blocos de Atapu e Sépia. Os contratos de partilha de produção foram assinados em 27 de abril de 2022 e seremos os operadores desses blocos no regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador designado, em nome das partes, oferece ao Governo federal brasileiro um percentual do excedente em óleo lucro. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o Governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, a remuneração, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

Termos Básicos:

Comitê operacional. Os Consórcios de Contrato de Partilha de Produção são administrados por um comitê operacional do qual participamos nós, nossos parceiros e a PPSA. A PPSA representa os interesses do Governo federal brasileiro e embora não invista nos blocos, a PPSA detém 50% dos direitos de voto do comitê operacional e também tem voto de qualidade e poder de veto, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensações. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção serão conduzidas por conta e risco dos membros do consórcio. Pelas descobertas comerciais de petróleo bruto e/ou gás natural nos blocos, o consórcio terá direito a recuperar, mensalmente, (i) uma parcela da produção de óleo e gás do bloco correspondente às suas despesas com *royalties* e (ii) o "óleo custo" correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado aos dispêndios de capital incorridos e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do consórcio), observadas as condições, proporções e prazos previstos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, por cada descoberta comercial, os consórcios têm direito a receber, mensalmente, a sua parte do "óleo lucro", conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Duração:

O prazo dos Contratos de Partilha de Produção é de 35 anos.

Fases:

Nossas atividades no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção são divididas em duas fases, conforme segue:

Fase de exploração. Esta fase compreende atividades de avaliação para fins de determinação da comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo bruto e gás natural. A fase de exploração inicia-se com a assinatura dos Contratos de Partilha de Produção e terminará a cada descoberta mediante a declaração de comercialidade. Teremos quatro anos (que podem ser prorrogados mediante aprovação prévia da ANP) para cumprir o programa de trabalho mínimo e outras atividades aprovadas pela ANP previstas nos Contratos de Partilha de Produção. Fase de produção. A fase de produção para cada descoberta específica começa a partir da data da declaração de comercialidade pelos consórcios à ANP e dura até o término dos Contratos de Partilha de Produção. Ela compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades de acordo com um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP.

Programa Mínimo de Trabalho:

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa mínimo de trabalho, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Poderemos realizar outras atividades fora do escopo do programa mínimo de trabalho, desde que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

Unitização:

Um reservatório coberto por um bloco que nos foi concedido nos Contratos de Partilha de Produção poderá se estender para áreas adjacentes fora do bloco. Nesse caso, devemos notificar a ANP imediatamente após a identificação da extensão e seremos impedidos de realizar atividades de desenvolvimento e produção dentro desse bloco, até que tenhamos negociado o acordo de unitização com o terceiro concessionário ou empreiteiro que tenha direitos sobre essa área adjacente, salvo autorização em contrário da ANP. A ANP determinará o prazo para assinatura do acordo de unitização pelas partes. Se a área adjacente não for licenciada (ou seja, não for concedida para atividades de E&P a qualquer outra parte), o Governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Atendendo às exigências regulatórias, os contratos de unitização dos reservatórios partilhados de Atapu e Sépia foram assinados em 27 de abril de 2022. Dessa forma, somos os operadores das Unidades.

Ambiental:

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e a proteger o ecossistema da área objeto dos Contratos de Partilha de Produção e a evitar danos à fauna, à flora e aos recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente resultantes de nossas operações, incluindo custos relacionados a quaisquer medidas de remediação.

Conteúdo Brasileiro:

Os Contratos de Partilha de Produção especificam determinados equipamentos, bens e serviços, bem como diferentes níveis de conteúdo local exigido, de acordo com as diferentes fases dos Contratos de Partilha de Produção. Se não cumprirmos as obrigações de conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP.

***Royalties* e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento:**

Assim que iniciarmos a produção em cada campo, os membros dos consórcios (exceto a PPSA) serão obrigados a pagar *royalties* mensais de 15% da produção de óleo e gás natural, a serem recuperados de uma parcela da produção de óleo e gás no bloco. Todos os membros dos consórcios (exceto a PPSA) também serão obrigados a investir 1,0% de suas receitas brutas anuais provenientes da produção de petróleo bruto e gás natural sob os Contratos de Partilha de Produção em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de óleo, gás e biocombustíveis.

Disposições Diversas:

Sob o regime brasileiro de partilha de produção, podemos ceder nossos direitos e obrigações inerentes à nossa participação acima de 30% nas áreas em que exercemos nosso direito de preferência para ser o operador.

Todos os membros do consórcio (exceto a PPSA) têm direito de preferência com relação à cessão de direitos e obrigações por qualquer outro membro do consórcio (exceto a PPSA).

Os Contratos de Partilha de Produção serão extintos nas seguintes circunstâncias: (i) término de seus prazos; (ii) se o programa mínimo de trabalho não tiver sido concluído até o final da fase de exploração; (iii) se não tiver havido nenhuma descoberta comercial até o final da fase de exploração; (iv) se os consorciados (exceto a PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) caso o consórcio se recuse a assinar o contrato de unitização após a determinação da ANP (cuja rescisão poderá ser total ou parcial) e (vi) qualquer outra base de rescisão descrita nos Contratos de Partilha de Produção.

Qualquer descumprimento dos Contratos de Partilha de Produção ou de qualquer regulamentação editada pela ANP poderá resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte interessada, de acordo com a legislação aplicável e os termos dos Contratos de Partilha de Produção. Se qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção for considerada pelo Governo federal brasileiro como não significativa, intencional ou resultado de negligência, imprudência ou imprudência, ou se for comprovado que o consórcio trabalhou diligentemente para remediar tal violação, o Governo federal brasileiro o governo poderá, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique sanções designadas às partes relevantes.

Nós e outros membros do consórcio envidaremos nossos melhores esforços para resolver quaisquer disputas. Se não formos capazes de fazê-lo, qualquer membro do consórcio poderá submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem ad hoc seguindo as regras estabelecidas pela Comissão das Nações Unidas sobre Direito Comercial Internacional ("UNCITRAL"), ou pelo consentimento das partes. no interesse, à Câmara de Comércio Internacional ("ICC") ou qualquer outra câmara de arbitragem conceituada. Caso o litígio envolva apenas entidades da administração pública, poderá ser submetido ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal, vinculada à Advocacia-Geral da União. No caso de uma disputa envolvendo direitos inegociáveis, as partes deverão submeter a disputa aos tribunais federais em Brasília, Brasil.

Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

1.º ciclo da Oferta Permanente em Regime de Partilha de Produção

Em 16 de dezembro de 2022, no 1º ciclo da Oferta Permanente no Regime de Partilha de Produção, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, os direitos de exploração e produção nos blocos Água Marinha e Sudoeste de Sagitário. Também adquirimos 100% dos direitos do bloco Norte de Brava. Os contratos de partilha de produção resultantes foram todos assinados em 31 de maio de 2023 e seremos os operadores desses blocos. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o Governo federal brasileiro.

Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa foi assinado em 2010. Sua alteração foi aprovada em 2019 pelo TCU e pelo CNPE e nossos órgãos sociais.

As partes envolvidas discutiram diversos cenários sobre a revisão do acordo original, já que ambos poderiam ser simultaneamente credores e/ou devedores. A alteração consolida um desses cenários, resultando em um crédito de US$ 9.058 bilhões a nosso favor, que foi integralmente pago em dezembro de 2019.

Além desse crédito, as principais alterações decorrentes do aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa foram (i) as cláusulas de conteúdo local que reduziram as exigências de conteúdo local para a fase de produção (etapas de desenvolvimento e produção) e (ii) as disposições de resolução de disputas que se tornaram semelhantes às disposições dos Contratos de Partilha de Produção das últimas rodadas de licitações da ANP.

Processos Judiciais

Atualmente somos parte em diversos processos judiciais relacionados principalmente a questões cíveis tributárias, trabalhistas e ambientais que surgem no curso normal de nossos negócios. Estes processos envolvem pedidos de quantias substanciais de dinheiro e outras soluções. Diversas disputas individuais representam uma parte significativa do valor total das reclamações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que possamos incorrer em relação a processos pendentes. Também somos parte em outras reivindicações relacionadas a questões administrativas, corporativas e criminais.

Alguns de nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

Investigação Lava Jato

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação dirigida a organizações criminosas envolvidas na lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros, conhecida como Lava Jato. A investigação da Lava Jato é extremamente ampla e compreende inúmeras investigações sobre diversas práticas criminosas, abrangendo crimes e condutas cometidas por indivíduos em diferentes partes do país e em diferentes setores da economia brasileira. Em 2014, a Lava Jato passou a concentrar parte de sua investigação em irregularidades envolvendo nossos empreiteiros e fornecedores e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolvia uma ampla gama de participantes, incluindo nossos ex-empregados. É possível que mais informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações de corrupção em andamento pelas autoridades brasileiras.

Não somos alvo da investigação Lava Jato e somos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítimas do esquema de pagamentos indevidos. Continuaremos a tomar medidas legais contra empresas e indivíduos, incluindo ex-empregados e políticos, que nos causaram danos financeiros e de imagem. Temos cooperado com o Ministério Público Federal, a Polícia Federal brasileira, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. O valor total da restituição paga a nós desde o início da Lava Jato até 31 de dezembro de 2024 foi de US$ 1.787 milhões (mais recentemente, US$ 60 milhões, US$ 109 milhões e US$ 96 milhões em 2024, 2023 e 2022, respectivamente).

Desde 2021, os tribunais superiores do Brasil têm decidido casos movidos por réus criminais em processos da Lava Jato com o objetivo de anular condenações criminais relacionadas à investigação. Como resultado, algumas condenações criminais foram anuladas. Outros processos ainda estão em andamento e seus desfechos podem afetar nossos interesses.

Para obter mais informações sobre processos decorrentes de investigações passadas relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção, consulte "Riscos - Fatores de Risco - 1.t) Podemos enfrentar processos adicionais decorrentes de investigações passadas relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção" e Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Reivindicações de investidores

Holanda: Ação Coletiva na Holanda

Em 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation (a "Fundação") entrou com uma ação no tribunal distrital de Roterdã, na Holanda, contra nós e nossas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), Petrobras Global Finance B.V (PGF), nossa antiga *joint venture* Petrobras Oil & Gas B.V. (a "POGBV") e alguns de nossos ex-diretores.

A Fundação supostamente representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e alega que, com base nos fatos apurados pela investigação da Lava Jato, os réus agiram de forma ilícita com os investidores. Com base nas alegações, a Fundação procura decisões de tutela declaratória junto do tribunal holandês.

Em 2021, após uma série de julgamentos provisórios anteriores nos quais o Tribunal Holandês aceitou jurisdição sobre a maioria das sete reivindicações da Fundação, o Tribunal Holandês decidiu que a ação coletiva continuará e que a cláusula compromissória de nosso estatuto social não impedir o acesso dos nossos acionistas aos tribunais holandeses e que a Fundação possa representar os interesses desses acionistas. Não obstante o acima exposto, o Tribunal Holandês decidiu que nossos investidores que iniciaram procedimentos de arbitragem, bem como nossos investidores que iniciaram processos nos quais o tribunal público independente decidiu por decisão final que eles estão vinculados à cláusula de arbitragem, estão excluídos do âmbito da ação coletiva.

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações escritas sobre os méritos do caso e, em 2023, foram realizadas as audiências para as alegações orais.

Em julho de 2023, o Tribunal Holandês emitiu decisão intermediária sobre o mérito, ordenando a produção de provas adicionais pelas partes. Além disso, o Tribunal Holandês expressou antecipadamente a sua decisão sobre o mérito de certas alegações, entre as quais incluem: (i) as alegações feitas contra a PIB BV, a POGBV e alguns ex-membros da administração da Companhia serão rejeitadas pelo Tribunal Holandês, (ii) o Tribunal Holandês declarou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora o Tribunal expressou que não se considera suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e luxemburguesa para decidir definitivamente sobre o mérito da ação, e (iii) as reivindicações sob a lei espanhola expiraram.

Em 30 de outubro de 2024, o Tribunal Holandês proferiu uma sentença que aceitou amplamente os argumentos da Petrobras contra as reivindicações apresentadas pela Fundação em nome dos interesses dos acionistas e decidiu que:

- de acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação são qualificados como indiretos e não podem ser indenizados; e
- de acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem, em princípio, reivindicar indenização da empresa pelos danos alegados pela Fundação, e a Fundação não demonstrou que representa um número suficiente de investidores que poderiam, em teoria, fazer tal reivindicação.

Portanto, o Tribunal rejeitou as reivindicações da Fundação de acordo com as leis brasileiras e argentinas, resultando na rejeição de todas as reivindicações feitas em favor dos acionistas.

Com relação a determinados detentores de títulos, o Tribunal considerou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente de acordo com a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente de acordo com a legislação holandesa.

Além disso, a Corte confirmou os seguintes pontos da decisão proferida em julho de 2023:

- arquivamento das alegações contra o PIBBV, a POGBV e os ex-presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo; e

- as reivindicações apresentadas de acordo com a legislação espanhola estão prescritas.

A Fundação e a PGF entraram com recursos contra a sentença e as decisões provisórias anteriores, e terão a oportunidade de apresentar seus argumentos e responder aos recursos uma da outra perante o Tribunal de Apelações em Haia. A Petrobras mantém a opção de apresentar seu próprio recurso ao responder ao recurso da Fundação.

Mesmo para os detentores de títulos, a Fundação não poderá pleitear indenização por danos no âmbito da ação coletiva. Qualquer indenização somente poderá ser pleiteada em novas ações judiciais a serem ajuizadas por ou em nome de tais investidores, que precisariam comprovar todos os elementos necessários à responsabilização da Petrobras e da PGF. Caso isso ocorra, a Petrobras se defenderá vigorosamente.

Não temos informações para projetar uma estimativa confiável da perda potencial resultante desse processo, que dependerá de quaisquer ações judiciais subsequentes. Nós, com base nas avaliações de nossos consultores, consideramos que não há elementos indicativos suficientes para qualificar o universo de potenciais beneficiários, nem para quantificar os danos supostamente indenizáveis. Portanto, não é possível prever, neste momento, se seremos responsáveis pelo efetivo pagamento de indenização em eventuais ações individuais futuras, uma vez que essa análise dependerá do resultado de procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores poderão ajuizar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Continuamos a negar as acusações apresentadas pela Fundação e continuaremos a defender-nos vigorosamente.

Outras Reivindicações Relacionadas a Investidores

ARBITRAGEM NO BRASIL

Em 31 de dezembro de 2024, éramos parte em um processo de arbitragem movido por investidores brasileiros e estrangeiros que compraram nossas ações negociadas na B3, alegando perdas financeiras causadas por fatos revelados na Lava Jato.

Devido às incertezas substanciais inerentes a esses tipos de processos e aos impactos altamente incertos de tais alegações, não nos é possível identificar possíveis riscos relacionados a esta ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Dependendo do resultado dessas reivindicações, poderemos ter que pagar quantias substanciais, o que poderá ter um efeito significativo sobre a nossa situação financeira.

Em setembro de 2024, a arbitragem coletiva decidiu a favor da empresa, com a ilegitimidade da associação autora para ajuizar uma ação coletiva sendo reconhecida pelo Tribunal Arbitral. A arbitragem é confidencial.

Em janeiro de 2025, um dos processos de arbitragem decidiu a favor da empresa, estabelecendo que os danos alegados pelos investidores são indiretos e, portanto, não indenizáveis. A sentença é definitiva e a arbitragem é confidencial.

Os procedimentos de arbitragem restantes não têm julgamento definitivo pelos respectivos tribunais arbitrais. Porém, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, em maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indicou nossa responsabilidade, mas não determinou nosso pagamento de valores, nem encerrou o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em andamento, e a sentença parcial representou apenas a posição dos três árbitros de tal painel arbitral e não foi extensível às demais arbitragens existentes. Em julho de 2020, ajuizamos ação de anulação desta sentença arbitral parcial, por considerarmos que a mesma continha graves falhas e impropriedades. Em novembro de 2020, o juiz de primeira instância do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro declarou nula a sentença parcial. A decisão da Justiça do Estado do Rio de Janeiro após a apelação ainda não foi divulgada. Em conformidade com as regras do CAM, os casos são confidenciais. Reiteramos que

continuaremos a nos defender vigorosamente, em respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens em que formos parte.

ARBITRAGEM E AÇÃO COLETIVA NA ARGENTINA

Em 2018, recebemos uma ação arbitral movida pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa, atualmente denominada Consumidores Damnificados Asociación Civil, (a "Associação") contra nós e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o "Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires" ("Tribunal Arbitral").

Entre outras questões, a Associação alegou nossa responsabilidade por uma suposta perda de valor de mercado de nossas ações na Argentina, devido a processos relacionados à Lava Jato.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral decidiu que o pedido arbitral deveria ser considerado arquivado devido à falta de pagamento da taxa arbitral pela Associação. A Associação interpôs recursos que foram rejeitados pelo tribunal de apelações em 2019 de novembro de 2019. A Associação recorreu à Suprema Corte da Argentina, que negou o recurso, e a Associação apresentou um novo recurso à Suprema Corte da Argentina, que também foi negado. Como resultado, a arbitragem foi enviada ao Tribunal Arbitral. Não somos capazes de fornecer uma estimativa confiável da perda potencial nessa arbitragem.

Ao mesmo tempo, a Associação também entrou com uma ação coletiva perante o Tribunal Civil e Comercial de Buenos Aires, Argentina, contra nós, da qual tomamos conhecimento em abril de 2023. A Associação alega que a Petrobras é responsável por uma suposta perda de valor de mercado de seus títulos na Argentina, como resultado de alegações feitas no âmbito da Operação Lava Jato e seus efeitos nas demonstrações financeiras da empresa antes de 2015. Depois que a Petrobras apresentou sua defesa em agosto de 2023, em 14 de maio de 2024, o Tribunal deferiu o pedido da Petrobras e ordenou o início de um incidente de certificação de classe. Uma decisão sobre esse assunto ainda está pendente e as outras defesas processuais e de mérito levantadas pela Petrobras serão examinadas em um estágio posterior do processo. Negamos tais alegações e nos defenderemos vigorosamente contra as acusações feitas pela Associação. Não somos capazes de fornecer uma estimativa confiável da perda potencial nesse processo.

Ações Penais na Argentina

Fomos acusados destas duas ações criminosas na Argentina, conforme descrito abaixo:

- Ação penal alegando descumprimento por nossa parte da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino a existência de ação coletiva movida pela Associação, perante os Tribunais Judiciais Comerciais (Reivindicação Judicial Comercial), nos termos do disposto na Lei Argentina direito do mercado de capitais. Em março de 2021, o tribunal (Sala A da Câmara Penal Econômica) decidiu que esta ação penal deveria ser transferida do Juizado Econômico Penal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Juizado Econômico Penal nº 2 da mesma cidade. Apresentamos defesas processuais e de mérito perante o juízo criminal, mas o Juízo Econômico Penal nº 2 ainda não se pronunciou.

Ação criminal alegando oferta fraudulenta de valores mobiliários agravada por supostamente ter declarado dados falsos em nossas demonstrações financeiras emitidas em 2015. Em outubro de 2021, após um recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão do tribunal inferior que havia reconhecido nossa imunidade de jurisdição e recomendou que o tribunal inferior tomasse medidas para certificar se poderíamos ser considerados imunes criminalmente na Argentina. Após reavaliar a questão, o tribunal de primeira instância negou nossa imunidade de jurisdição e recorremos ao Tribunal de Recursos. Em dezembro de 2022, o Tribunal considerou novamente que a decisão de primeira instância era prematura, determinando que uma terceira decisão fosse emitida. Em maio de 2023, o tribunal de primeira instância

negou o reconhecimento de nossa imunidade de jurisdição. Em seguida, entramos com um recurso e o Tribunal de Apelações anulou a decisão do tribunal de primeira instância, mas em 20 de dezembro de 2024, o Tribunal de Cassação concedeu um recurso apresentado pela Associação e negou nossa imunidade de jurisdição. Posteriormente, recorremos à Suprema Corte, buscando restabelecer a decisão do Tribunal de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes de uma decisão final da Suprema Corte sobre o assunto, o tribunal de primeira instância emitiu uma ordem para a continuação do processo e uma medida cautelar contra a Petrobras. Essa ordem está atualmente sob recurso no Tribunal de Apelações. Em outra frente processual, em setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia atuar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pela Corte de Cassação após um recurso da Associação. Em novembro de 2022, entramos com um recurso contra essa decisão, que foi negado pela Suprema Corte Argentina. Apresentamos outras defesas processuais, que podem ser rediscutidas em etapas posteriores do processo. Esse caso criminal é originalmente presidido pelo Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

Ação Judicial Movida por Investidor da Sete Brasil e Procedimento de Mediação

Atualmente somos parte em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. (o "Tribunal Distrital de D.C.") movida pela EIG em 2016, relativa à sua compra indireta de participação acionária na Sete Brasil, uma empresa criada em para construir plataformas com alto conteúdo local. Neste processo, a EIG alega que induzimos investidores a investir na Sete Brasil e que estávamos entre os responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que ajuizou processo de recuperação judicial, no Brasil.

O Tribunal Distrital de D.C. negou o nosso pedido de rejeição por vários motivos, incluindo imunidade soberana, e decidiu que as reivindicações poderiam prosseguir para a descoberta, que é a troca de informações jurídicas e factos conhecidos de um caso entre as partes. Durante 2020 e 2021, as partes realizaram extensa descoberta de fatos e peritos, e apresentaram pedidos de julgamento sumário.

Em 8 de agosto de 2022, o Tribunal Distrital de D.C. emitiu uma decisão nos responsabilizando pelas reivindicações dos demandantes, mas negou a moção de julgamento sumário dos demandantes com relação aos danos, e qualquer concessão de indenização sobre essas reivindicações teria que ser provada pela EIG em julgamento. Na mesma decisão, o Tribunal Distrital de D.C. negou nosso pedido de julgamento sumário para rejeitar todas as reivindicações dos demandantes devido à nossa imunidade de jurisdição e decisão adiada sobre duas questões processuais. Em 18 de agosto de 2022, entramos com uma notificação de recurso para informar ao Tribunal que pretendemos apelar da rejeição do nosso pedido de rejeição.

Em 26 de agosto de 2022, solicitamos a suspensão da ação até o julgamento do referido recurso, sendo a suspensão concedida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

O Tribunal de Apelações dos Estados Unidos para o Circuito do Distrito de Columbia negou nosso recurso em junho de 2024. Enviamos uma solicitação de revisão da questão, que foi rejeitada em 24 de julho de 2024. Como resultado, o processo, que havia sido suspenso pelo tribunal de primeira instância em 26 de outubro de 2022, devido à apresentação do recurso pela Petrobras, retomou seu curso.

Noutra moção apresentada pela EIG, em 26 de agosto de 2022, o Tribunal Distrital de Amesterdão concedeu uma ordem de penhora contra alguns dos nossos ativos nos Países Baixos. A autorização para fazer tais anexos pré-julgamento foi concedida pelo Tribunal Distrital de Amsterdã com base em julgamento sumário e serve para garantir a satisfação das reivindicações da EIG nos processos dos EUA acima mencionados.

Em 7 de março de 2025, chegamos a um acordo para resolver a ação judicial com a EIG. De acordo com os termos do acordo, nós pagamos à EIG US$ 283 milhões. Em contrapartida, a EIG solicitou o arquivamento da ação judicial pendente no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia, o cancelamento da penhora pré-

julgamento dos ativos da Petrobras na Holanda, bem como a liberação de quaisquer direitos relacionados à disputa.

O acordo não constitui uma admissão de culpa ou ato ilícito por parte da Petrobras e é celebrado no melhor interesse da Petrobras e de seus acionistas, considerando as peculiaridades da legislação dos Estados Unidos aplicáveis às disputas, bem como o estágio do processo e as características do litígio perante os tribunais federais dos Estados Unidos.

Também fomos parte em arbitragens no Brasil movidas por investidores da Sete Brasil. Uma delas foi concluída em 2017 e as demais arbitragens foram encerradas em 2020. Em 2017 e 2020, foram-nos concedidas duas sentenças arbitrais favoráveis. Em 2020, divulgamos a liquidação de outras três arbitragens relacionadas ao investimento na Sete Brasil.

Em dezembro de 2024, o juiz emitiu uma sentença de falência para a Sete Brasil. No entanto, essa decisão foi suspensa depois que a Sete Brasil entrou com um recurso, que permanece sob revisão judicial.

Não detemos mais qualquer participação direta ou indireta nas empresas do Grupo Sete Brasil.

Outros Processos judiciais

Processos Trabalhistas

RMNR

A Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR) consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, com base no nível salarial, regime de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implementada pela Petrobras em 2007, por meio de negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovada em assembleias de empregados. Entretanto, a fórmula usada para calcular essa remuneração mínima foi posteriormente contestada judicialmente por empregados e sindicatos.

O Tribunal Superior do Trabalho (TST) estabeleceu uma posição parcialmente contrária à empresa, decidindo excluir alguns componentes do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), ao aceitar o recurso da empresa, reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela empresa é válida e está de acordo com o que foi negociado entre as partes.

Como havia várias ações em diversos estágios processuais, a empresa monitora a aplicação da decisão do STF aos respectivos processos, que estão sendo encerrados à medida que avançam no Judiciário.

Taxa aplicável

Devido à alteração legislativa (Lei 14.905/24) e à jurisprudência relativa à correção de débitos trabalhistas, a empresa está avaliando os impactos sobre o passivo reportado.

Unificação de Campos

Apresentamos cinco arbitragens sob a administração da ICC contestando a decisão da ANP de unificar nossos campos de petróleo não conectados (Parque das Baleias, Tupi e Cernambi; Baúna e Piracaba; Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça; Sururu e Berbigão). A arbitragem do Parque das Baleias foi extinta por meio de acordo firmado entre as partes.

No caso da arbitragem Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o tribunal arbitral reconheceu sua competência para decidir sobre a unificação de tais campos. A ANP ajuizou ação visando anular a sentença arbitral, e a Justiça Federal do Rio de Janeiro permitiu que a arbitragem continuasse.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, a liminar judicial que a mantinha suspensa foi revertida.

Além disso, o consórcio BM-S-11, formado com Shell e Petrogal, do qual somos operadora, contestou a decisão da ANP de unificar os campos de Tupi e Cernambi. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Tribunal Superior do Brasil.

Os procedimentos arbitrais de Baúna e Piracaba e Tupi e Cernambi estão em andamento e a arbitragem de Sururu e Berbigão foi recentemente iniciada.

Petros

Desde 2013, ações classificadas como "Ações Coletivas Petros" foram movidas por sindicatos e associações ligadas à Petros, pelas quais estamos sendo processados para contribuir diretamente com o plano de previdência, suspensão do plano de equacionamento, pagamento de aumento de benefícios aos participantes e beneficiários, pagamento de todas as insuficiências atuariais e financeiras do plano e valor econômico estimado dos participantes na solução dos déficits acumulados da entidade com base em alegação de fraude e má gestão da Petros.

Há também ações movidas pela Petros contra nós, solicitando i) pagamento de contribuições para um empregado reintegrado (o que foi resolvido por acordo), ii) pagamento de contribuições patronais para aumento de benefícios judiciais e iii) pagamento de valores para recompor a reserva matemática. Ajuizamos ação judicial contra a Petros para obter o reembolso de valores pagos por nós em decorrência de decisões judiciais segundo as quais a Petrobras e a Petros teriam responsabilidade solidária e também ajuizamos ação de contabilização em razão de acordos (Convênio PETROBRAS x PETROS – 1984 e Convênio PETROBRAS x PETROS – 1986) assinado por nós e pela Petros.

Não há decisões finais sobre os processos acima mencionados na data deste relatório anual.

Distribuidores de Gás Natural

Desde dezembro de 2021, fomos processados por algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas. Os pedidos da ação buscam a prorrogação dos prazos dos contratos de fornecimento de gás natural que teriam expirado em dezembro de 2021. Como os preços do gás natural apresentaram grande aumento nos últimos meses de 2021, oferecemos às distribuidoras de gás natural propostas de novos contratos com preços alinhados ao atual mercado de gás natural. Contudo, algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas pretendem evitar os preços ajustados alegando que abusamos do nosso poder económico. Em alguns casos, os juízes concederam a liminar para manter os preços dos contratos anteriores. Conseguimos firmar acordos para resolver as arbitragens e as ações judiciais nos casos em que as liminares foram concedidas.

Taxa aplicável

Devido à alteração legislativa (Lei 14.905/24) e à jurisprudência relativa à correção de débitos civis, a empresa está avaliando os impactos sobre o passivo reportado.

Ambiental

O Ibama aplicou multas por causa de um vazamento no oleoduto OSPAR, no Paraná, em julho de 2000. Após o processo administrativo, houve um processo judicial, e a decisão atual foi desfavorável para nós. Recorremos e a decisão sobre nosso recurso ao Tribunal Superior está pendente.

Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Processos Fiscais

Atualmente somos parte em processos judiciais relacionados a reclamações fiscais. Para obter mais informações sobre nossos processos fiscais relevantes, consulte a Nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Fiscal

Estratégia Fiscal e Efeito dos Impostos sobre o Nosso Lucro

Em janeiro de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou uma Política Tributária, alinhada com a melhoria contínua de nossa governança, estabelecendo princípios e diretrizes para orientar adequadamente a conduta de nossos líderes e profissionais no que diz respeito ao desenvolvimento de nossa estratégia tributária.

Nossa Política Tributária visa atender à legislação tributária do Brasil e dos países onde atuamos, definindo nossa estratégia baseada na interpretação técnica das regras, padrões e processos, alinhada ao objetivo de negócio e nossa gestão de riscos fiscais. Assumimos o compromisso de não deter participações societárias em jurisdições de baixa tributação, bem como observar as regras de preços de transferência previstas no Brasil e nos países onde atuamos, em relação a todas as transações com partes relacionadas ou não, quando exigido por lei.

Nossa estratégia tributária descreve o cumprimento das leis tributárias do Brasil e de outros países. Também buscamos nos relacionar com as autoridades fiscais e outras autoridades públicas de forma ética e transparente, com base no respeito mútuo, na cooperação e na conformidade com o Código de Conduta Ética da Petrobras. Considerando que somos o maior contribuinte no Brasil, nossas operações podem resultar em vários efeitos sobre a arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, bem como sobre a arrecadação governamental aplicável à produção de óleo e gás natural.

Estamos sujeitos a imposto sobre nossa renda a uma alíquota corporativa legal brasileira de 34%, composta por uma alíquota de imposto de renda de 25% e uma contribuição social a uma alíquota de 9%. Desde 2015, reconhecemos os resultados contábeis de nossas subsidiárias estrangeiras para fins de imposto de renda brasileiro com base nas alíquotas corporativas legais brasileiras, conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores ao Governo federal brasileiro, bem como aos governos estaduais e municipais, como o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), somos obrigados a pagar três encargos principais sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil sob no âmbito da ANP: (i) *royalties*, (ii) participações especiais e (iii) bônus de retenção. Consulte "Participação governamental em Diferentes Regimes Regulatórios" abaixo e "Fatores de Risco - 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo" neste relatório anual.

Em dezembro de 2023 foi promulgada a Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023, que institui a Reforma Tributária sobre o Consumo, a ser implementada a partir de 2026.

Como principais medidas, a EC criou a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) em substituição às contribuições PIS/Pasep e COFINS, ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e Imposto sobre Serviços (ISS). Além disso, a EC também criou o Imposto Seletivo (IS). A implementação destes novos impostos requer a promulgação de leis complementares e outras regulamentações legais. Em janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214, que regulamenta a Reforma Tributária sobre o consumo.

A transição para CBS terá início em 2026, com sua implementação definitiva em 2027, quando serão extintas as contribuições para PIS/Pasep e COFINS. No caso do IBS, o período de transição será maior, começando também em 2026, mas com a extinção do ICMS e do ISS apenas em 2033.

A cobrança do IS terá início em 2027, quando a maior parte dos produtos industrializados estará isenta do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). O IPI não será extinto, mas não será aplicado cumulativamente com o Imposto Seletivo.

Alterações nas leis de imposto de renda corporativo em determinados países a partir de 2022 poderão impactar nossas atividades e resultados. Como referência, realizamos nossas atividades por meio da implementação do Pilar II em países-alvo que seguem as Diretrizes da OCDE (como Holanda, Espanha, Colômbia e Cingapura). No caso dos Estados Unidos, a Lei de Redução da Inflação de 2022 introduziu um Imposto Mínimo Alternativo Corporativo (CAMT) de 15% do "lucro das demonstrações financeiras ajustadas" em vigor para exercícios fiscais iniciados em 2023. O Brasil publicou a Lei nº 15,079 em 27 de dezembro de 2024, implementando um dos mecanismos previstos no Pilar II a partir de 2025, instituindo a CSLL Adicional, que está alinhada com o *Qualified Domestic Top Up Tax* (QDMTT). Tanto no Pilar II como no CAMT, os países procuram uma taxa de imposto efetiva mínima de 15% sobre os lucros gerados antes de impostos. No Brasil, destacamos as recentes mudanças na legislação de preços de transferência alinhadas com as Diretrizes da OCDE implementadas pela Lei nº 14,596 publicada em 14 de junho de 2023.

Para obter mais informações sobre o Pilar II, consulte a Nota 17.4. de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Para mais informações sobre nossa Política Tributária ou sobre nossa arrecadação tributária divulgada em nosso Relatório Fiscal, acesse nosso site **www.petrobras.com.br/ri**.

Participação Governamental em Diferentes Regimes Regulatórios

A Participação Governamental é uma compensação financeira devida ao Governo federal brasileiro, paga por empresas que exploram e produzem óleo e gás natural em território brasileiro. A arrecadação é feita à Secretaria do Tesouro Nacional e os valores são distribuídos aos beneficiários definidos pela legislação, com base em cálculos realizados pela ANP. A participação governamental é composta por *royalties*, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção da área. O seu objetivo é fazer uma retribuição pecuniária à sociedade pela exploração destes recursos não renováveis.

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e em função dos contratos de concessão celebrados com a ANP, as atividades de exploração e produção de óleo e gás natural estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

- *Royalties* estabelecidos nos contratos de concessão a uma taxa de 10% da receita bruta de produção com base nos preços de referência para o petróleo bruto ou gás natural estabelecidos pela ANP em seus atos regulatórios. Ao estabelecer as alíquotas de *royalties*, a ANP também considera os riscos geológicos e os níveis de produtividade esperados para cada concessão e pode fornecer uma redução da alíquota para um valor correspondente a pelo menos 5%. A maior parte de nossa produção de petróleo bruto e gás natural paga atualmente a taxa máxima de *royalties*.
- Participação especial com alíquota que varia de zero a 40% da receita líquida proveniente da produção de campos que atinjam elevado volume de produção ou rentabilidade, conforme critérios estabelecidos na legislação aplicável. O cálculo leva em consideração a receita bruta (volume de produção de óleo e gás multiplicado pelo preço) de cada campo de produção, com base nos preços de referência do petróleo bruto ou do gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705/1998 e regulamentos da ANP, descontados os *royalties* pagos, investimentos exploratórios, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2024, foram realizados pagamentos dessa participação governamental em 12 de nossos campos, a saber, Barracuda, Berbigão, Jubarte, Leste do Urucu, Marlim Leste, Marlim Sul, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi.

- O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação e corresponderá ao pagamento oferecido na proposta para obtenção da concessão. Ele deverá ser pago no momento da assinatura do contrato de concessão.
- Pagamento pela retenção ou ocupação de áreas contratadas para exploração e produção, conforme taxa estabelecida pela ANP nos respectivos editais de licitação, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão.

As Leis nº 9.478/1997 e nº 12351/2010 também exigem que os produtores em campos terrestres paguem aos proprietários de terras uma participação equivalente a uma porcentagem da cota que varia de 0,5% a 1,0% da produção do campo, a critério da ANP, que deve ser incluída nos contratos de concessão e também nos contratos de partilha de produção.

A seguir, descrevemos como funciona a participação governamental em cada um dos diferentes regimes de exploração e produção de óleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos com os quais lidamos.

REGIMES REGULATÓRIOS: CONCESSÃO

- Contratação por processo licitatório.
- Governo federal brasileiro concede direito de exploração às empresas vencedoras.
- A produção é da concessionária.

CESSÃO ONEROSA

- Petrobras contratada diretamente para produção.
- Direito de produzir até cinco bilhões de barris de óleo equivalente.

PARTILHA DE PRODUÇÃO

- Regime específico para áreas do Pré-sal e outras consideradas estratégicas.
- Contratação por meio de licitação, onde as empresas vencedoras formam consórcio com a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), representando o Governo federal brasileiro.
- Vence a maior oferta de óleo excedente para o Governo federal brasileiro.
- Produção partilhada entre o Estado e o consórcio contratado, sendo a quota de cada um calculada descontando os *royalties* devidos e todas as despesas de investimento e operacionais (“custo em óleo”).

Participação Governamental	Frequência	Concessão	Partilha	Cessão Onerosa
Royalties	Mensalmente	10% sobre o faturamento bruto do campo, que pode ser reduzido em até 5%	15% sobre a receita bruta do campo	10% sobre a receita bruta do campo
Participação Especial	Trimestralmente	Alíquotas de zero a 40% (nominal) sobre a receita líquida dos campos com alta produção	Não aplicável	Não aplicável
Bônus de Assinatura	Mediante contrato assinatura	Valor oferecido pelas empresas na licitação	Valor predefinido	Não aplicável
Retenção de Área	Anualmente	Valor por Km² definido no edital e contrato de concessão (atualizado pelo índice IGP DI)	Não aplicável	Não aplicável

Modelo de Tributação da Indústria de Óleo e Gás (Repetro-SPED)

A Lei nº 13.586/2017 delineou um novo modelo de tributação para o setor de óleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de óleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos denominado Repetro-Sped, que expirará em dezembro de 2040.

Este regime prevê a continuação da desoneração tributária total sobre bens importados com permanência temporária no Brasil, conforme estabelecido anteriormente pelo antigo Repetro (regime aduaneiro especial para exportação e importação de bens destinados à exploração e produção de reservas de óleo e gás natural), e acrescenta essa isenção aos bens mantidos permanentemente no Brasil. Esse benefício permitiu a migração de todos os bens adquiridos no antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Em 2018, começamos a transferir a propriedade de ativos de óleo e gás sob este regime de nossas subsidiárias estrangeiras para nossa controladora e as *joint ventures* (consórcios) no Brasil. A transferência foi concluída em 2022.

Além disso, a legislação prescreve a Repetro-Industrialização, regime tributário especial, regulamentado em 2019, que isenta as aquisições da cadeia produtiva de óleo e gás estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e da Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, por decisão do Conselho Nacional de Políticas Financeiras ("CONFAZ"), concordaram em conceder incentivos fiscais relativos ao Imposto sobre Valor Agregado (ICMS) sobre transações sob estes regimes, na medida em que cada estado promulgue a sua regulamentação específica que prevê benefícios fiscais para a indústria do óleo e do gás.

Com relação às novas mudanças na legislação brasileira devido à Reforma Tributária, mencionadas acima no capítulo Estratégia Tributária e Efeito dos Impostos sobre Nossa Renda, não prevemos impactos significativos em nossos resultados neste momento.

Tributação Relativa às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal no Brasil e nos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor. Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não seja o Brasil e os Estados Unidos.

Este resumo baseia-se nas leis tributárias do Brasil e dos Estados Unidos em vigor na data deste relatório anual, que estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo também se baseia nas declarações do depositário e na suposição de que as obrigações do contrato de depósito e quaisquer documentos relacionados serão cumpridas de acordo com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações fiscais que podem ser relevantes para qualquer investidor específico, incluindo considerações fiscais que surgem de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores ou regras que os investidores geralmente presumem conhecer. Detentores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Não existe tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos têm mantido discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como afetará os detentores norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Considerações Fiscais Brasileiras

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais brasileiras relevantes da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um detentor que não seja considerado domiciliado no Brasil para fins de tributação brasileira, também chamado titular não brasileiro.

De acordo com a legislação brasileira, os investidores (detentores não brasileiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 ou sob a Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e se envolvam em quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que atendidos determinados requisitos. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou sediadas no exterior.

De acordo com esta norma, os investidores estrangeiros deverão: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados ao seu investimento estrangeiro (como registrar e manter registros atualizados de todas as transações junto ao Banco Central do Brasil); (ii) preencher o formulário de registro de investidor estrangeiro apropriado; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro na CVM; e (iv) registrar o investimento estrangeiro no Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros nos termos da Resolução CMN nº 4.373 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários está restrita às operações realizadas em bolsas de valores ou em mercados de balcão organizados autorizados pela CVM.

Tributação de Dividendos

De modo geral, os dividendos pagos por nós, incluindo dividendos em ações e outros dividendos pagos em propriedade ao Depositário em relação às ADSs, ou a um detentor não brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos à retenção de imposto de renda no Brasil, na medida em que tais valores estejam relacionados a lucros gerados após 1º de janeiro de 1996.

Devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo detentores não brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos a pagar a eles, atualizados pela taxa SELIC, desde o final de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento de esses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados rendimentos de rendimento fixo e estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte a taxas variáveis, dependendo da duração do período de acumulação de juros. A alíquota do imposto para pagamentos efetuados a beneficiários residentes ou domiciliados no Brasil varia de 15%, no caso de juros vencidos por período superior a 720 dias, 17,5% no caso de juros vencidos por período entre 361 e 720 dias, 20% no caso de juros vencidos por um período entre 181 e 360 dias, e a 22,5%, no caso de juros vencidos por um período até 180 dias. No entanto, quando o beneficiário for um titular não brasileiro, de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373, a alíquota geral aplicável do imposto de renda retido na fonte sobre os juros é de 15%, exceto no caso de o beneficiário ser residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não impor imposto de renda ou impô-lo a uma alíquota máxima de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permite o acesso a informações relativas à composição acionária das pessoas jurídicas, à sua titularidade ou à identidade do beneficiário efetivo dos rendimentos atribuídos aos acionistas (a "Regra de Não Transparência"), quando a alíquota de imposto de renda retida na fonte aplicável será de 25%. Consulte "Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula" neste relatório anual.

Tributação de Juros sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio aos titulares de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte no Brasil à alíquota de 15% no momento que registramos tal obrigação, independentemente de o efetivo ou não o pagamento é feito naquele momento. Consulte "Informações aos Acionistas – Remuneração aos Acionistas – Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio" neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros residentes em uma jurisdição com tributação baixa ou nula (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras, as jurisdições às quais a Regra de Não Transparência se aplica), a alíquota de imposto de renda retida na fonte aplicável é de 25%. Consulte "Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula" neste relatório anual. O pagamento de juros relativos à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC aplicável aos pagamentos de dividendos aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre capital próprio. A determinação se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital próprio ou na forma de dividendos é feita pelo nosso Conselho de Administração no momento que as distribuições serão feitas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração tomará essas decisões em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de detentores não brasileiros devem ser considerados: (i) detentores não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ações ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma jurisdição com tributação baixa ou nula, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham sido registradas no Banco Central do Brasil e na CVM nos termos da Resolução CMN nº 4.373; e (ii) qualquer outro detentor não brasileiro, incluindo detentores não brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução CMN nº 4.373 (incluindo registro nos termos da Lei nº 4.131/1962) e que sejam residentes ou domiciliados em uma região de Jurisdição Fiscal Baixa ou Nula. Consulte "Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula" neste relatório anual.

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por detentores não brasileiros, sejam ou não para outros não residentes e sejam feitos fora ou dentro do Brasil, podem estar sujeitos a tributação no Brasil. Com relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, por tratarem de ativos localizados no Brasil, o titular não brasileiro poderá estar sujeito ao imposto de renda sobre quaisquer ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente de as transações serem realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. É possível argumentar que as ADSs não se enquadram na definição de ativos localizados no Brasil para fins desta lei, mas ainda não há manifestação das autoridades fiscais nem decisões judiciais a esse respeito. Portanto, não podemos prever se tal entendimento prevalecerá nos tribunais do Brasil.

Embora haja motivos para alegar o contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs poderá estar sujeito à tributação brasileira sobre ganhos de capital se o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias for inferior ao preço médio por ação preferencial ou ordinária.

A diferença entre o custo de aquisição e o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias será considerada ganho de capital realizado, sujeito à tributação conforme descrito abaixo. Há motivos para alegar que tal tributação não é aplicável com relação a detentores não brasileiros registrados sob as regras da Resolução CMN nº 4.373 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada como dando origem a um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que, no recebimento das ações

preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro cumpra o procedimento de registro junto ao Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em "Capital Registrado".

Os ganhos de capital realizados por um detentor não brasileiro na venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada em uma bolsa de valores brasileira (que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) são:

- isento de imposto de renda quando o titular não brasileiro (i) tiver registrado seu investimento de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 e (ii) não for residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula;
- sujeito a imposto de renda à alíquota de 25%, nos casos de ganhos realizados por titular não brasileiro residente ou domiciliado em Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula ou em jurisdição à qual se aplique a Regra de Não Transparência. Neste caso, incide sobre a operação imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, incluindo o caso de ganho de capital realizado por titular não brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, sujeito ao imposto de renda às seguintes alíquotas progressivas: 15% que não exceda R$ 5 milhões, 17,5% sobre os ganhos entre R$ 5 milhões e R$ 10 milhões, 20% sobre os ganhos entre R$ 10 milhões e R$ 30 milhões e 22,5% sobre os ganhos que ultrapassam R$ 30 milhões. Nestes casos, incide sobre a transação imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer ganhos de capital realizados em uma alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda acima de alíquotas no caso de ganhos realizados por um detentor não brasileiro domiciliado ou residente em uma jurisdição com impostos baixos ou nulos ou uma jurisdição à qual a Regra de Não Transparência se aplica. Neste último caso, para os ganhos de capital relativos a operações realizadas no mercado de balcão não organizado brasileiro com intermediação, também será aplicável o imposto de renda retido na fonte de 0,005%, que poderá ser compensado com o eventual imposto de renda devido sobre o Ganho de capital.

No caso de resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs ou de redução de capital feita por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo detentor não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratado como ganho de capital proveniente de venda ou permuta de ações não realizada em bolsa de valores brasileira e, portanto, geralmente está sujeito às taxas acima. Consulte "Tributação – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula" neste relatório anual.

Qualquer exercício de direito de preferência relativo às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. Qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência estará sujeito ao imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Nenhuma garantia pode ser feita de que o atual tratamento preferencial aos detentores não brasileiros de ADSs e a alguns detentores não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, continuará a ser aplicado no futuro.

Regras adicionais relativas à tributação de ganhos

A Lei nº 13,259/2016 estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis aos ganhos de capital decorrentes da alienação de ativos por pessoas físicas brasileiras, prevendo alíquotas que variam de 15% a 22,5%, dependendo do valor do ganho reconhecido pela pessoa física brasileira, conforme abaixo: (i) 15% sobre ganhos que não ultrapassem R$ 5 milhões; (ii) 17,5% sobre ganhos que ultrapassem R$ 5 milhões e não ultrapassem R$ 10 milhões; (iii) 20% sobre ganhos que ultrapassem R$ 10 milhões e não ultrapassem R$ 30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos que ultrapassem R$ 30 milhões. Nos termos do artigo 18 da Lei nº 9.249/95, o tratamento tributário aplicável aos ganhos de capital auferidos por pessoas físicas brasileiras também se aplica aos ganhos de capital auferidos por residentes não brasileiros (exceto nos casos que permanecem sujeitos à aplicação de regras específicas).

Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, salvo circunstâncias limitadas prescritas, os rendimentos provenientes de transações realizadas por pessoa residente ou domiciliada em Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula estarão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte à alíquota de 25%. Uma Jurisdição com Impostos Baixos ou Nulos é geralmente considerada um país ou outra jurisdição que não impõe qualquer imposto sobre o rendimento ou que impõe esse imposto a uma taxa máxima inferior a 17%. Em determinadas circunstâncias, a Regra de Não Transparência também é tida em conta para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de "regime tributário privilegiado", que é definido como um regime tributário que (i) não tributa a renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a entidades ou indivíduos não residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição ou (b) contingente ao não exercício de uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição; (iii) não tributa ou tributa rendimentos de origem estrangeira a uma alíquota máxima inferior a 17%; ou (iv) não fornece acesso a informações relativas à composição acionária, titularidade de bens e direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o conceito de "regime tributário privilegiado" será aplicado exclusivamente para fins das regras de preços de transferência em transações de exportação e importação, dedutibilidade do imposto de renda corporativo brasileiro e das regras de subcapitalização e, portanto, geralmente não teria impacto na tributação de um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido aqui. No entanto, não podemos determinar se o conceito de regime tributário privilegiado também se aplicará no contexto das regras aplicáveis a Jurisdições com Tributação Baixa ou Nula, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com a nossa posição, tendo em vista as disposições do Manual do Imposto de Renda Retido na Fonte (MAFON – 2023), emitido pela Receita Federal do Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio ("IOF/Câmbio")

A lei brasileira impõe o IOF/Câmbio na conversão de reais em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em reais. Atualmente, para a maioria das operações de câmbio, a alíquota do IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações cambiais relacionadas à entrada de recursos no Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros estão geralmente sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de 0%. As transações cambiais relacionadas a saídas de recursos do Brasil relacionadas a investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de 0%. Esta alíquota de 0% se aplica a pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos feitos por um detentor não brasileiro, conforme descrito na Resolução CMN nº 4.373. As autoridades fiscais

brasileiras têm permissão por lei para aumentar essas taxas a qualquer momento, até 25% do valor da transação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários ("IOF/Títulos")

A legislação tributária brasileira impõe IOF/Títulos sobre transações envolvendo títulos patrimoniais, títulos e outros valores mobiliários, inclusive aquelas realizadas em bolsa de valores brasileira. A alíquota do IOF/Títulos aplicável às operações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias é atualmente zero. No entanto, as autoridades fiscais brasileiras podem aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, mas o aumento do imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre a transferência de ações negociadas na Bolsa de Valores Brasileira que tenham a finalidade específica de lastrear a emissão de certificados de depósito negociados no exterior, foi reduzido de 1,5% para zero desde 24 de dezembro de 2013.

Outros impostos brasileiros

Não há impostos brasileiros sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não brasileiro, exceto impostos sobre doações e herança que são cobrados por certos estados do Brasil sobre doações feitas ou heranças concedidas por titular não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas nesses estados do Brasil. Não há impostos ou taxas brasileiras de selo, emissão, registro ou similares devidos pelos titulares de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detido por um detentor não brasileiro que obtenha registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário que representa esse titular, é elegível para registro no Banco Central do Brasil; e tal registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa de mercado comercial, adquirida com o produto das distribuições e valores realizados com relação às alienações de tais ações preferenciais ou ordinárias. O valor registrado ("Capital Registrado") para cada ação preferencial ou ordinária adquirida como parte da oferta internacional ou adquirida no Brasil após a data deste documento, e depositado junto ao depositário, será igual ao seu preço de compra (em dólares norte-americanos). O Capital Registrado de uma ação preferencial ou ordinária retirada mediante resgate de uma ADS será o equivalente em dólares norte-americanos de:

- o preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira em que o maior volume dessas ações foi negociado no dia do saque; ou
- caso não tenham sido negociadas ações preferenciais ou ordinárias naquele dia, o preço médio da bolsa de valores brasileira em que foi negociado o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares norte-americanos do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas do mercado comercial dólar/real cotadas pelo sistema de informações do Banco Central do Brasil naquela data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado pela segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias cotadas verificadas nos mesmos 15 pregões anteriores descritos acima).

Um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias poderá estar sujeito a atrasos na efetivação de tal registro, o que, por sua vez, poderá atrasar remessas ao exterior. Tal atraso poderá afetar adversamente o valor, em dólares norte-americanos, recebido pelo titular não brasileiro. Consulte "Riscos

– Fatores de Risco – Tributação Relativa às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais" neste relatório anual.

Considerações sobre imposto de renda federal dos EUA

Este resumo descreve consequências relevantes do imposto de renda federal dos EUA que podem ser relevantes para um detentor norte-americano (conforme definido abaixo) decorrentes da propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo é baseado no Código da Receita Federal dos EUA de 1986, conforme alterado (o "Código"), seu histórico legislativo, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos EUA promulgados de acordo com o mesmo, decisões publicadas pelo Serviço de Receita Interna dos EUA (o "IRS"), e decisões judiciais, todas em vigor nesta data, e todas sujeitas a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que podem ser relevantes para uma decisão de deter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo aplica-se apenas a compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como "ativos de capital" (geralmente, propriedades mantidas para investimento) e não se aplica a classes especiais de titulares, como corretores ou *traders* em valores mobiliários ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano, detentores de 10% ou mais de nossas ações, medido pelo poder de voto ou valor (considerando ações detidas diretamente ou através de acordos de depósito), organizações isentas de impostos, parcerias ou sócios, instituições financeiras, seguradoras de vida, detentores sujeitos ao imposto mínimo alternativo, negociantes de valores mobiliários que optem por contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs com base na marcação a mercado, pessoas que celebrem um acordo construtivo transação de venda com relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, pessoas que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de *hedge* ou como parte de uma transação *straddle* ou de conversão, ou indivíduos estrangeiros não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em uma ano fiscal. Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não aborda os impostos estaduais, locais ou estrangeiros ou os impostos federais sobre propriedades e doações dos EUA ou o imposto do Medicare sobre o rendimento líquido do investimento.

CADA TITULAR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS ESPECÍFICAS, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS DIFERENTES DA LEI DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA AQUI ABORDADA, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

As ações preferenciais serão tratadas como capital próprio para fins de imposto de renda federal dos EUA. Em geral, um titular de uma ADS será tratado como o titular de ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos EUA, e nenhum ganho ou perda será reconhecido se você trocar ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais representadas por essa ADS.

Nesta discussão, as referências a ADSs referem-se a ADSs com relação a ações ordinárias e preferenciais, e referências a "U.S. Titular" são para um proprietário beneficiário de uma ação ordinária ou preferencial ou ADS que seja:

- um indivíduo que seja cidadão ou residente dos Estados Unidos;
- uma empresa constituída sob as leis dos Estados Unidos, de qualquer estado do mesmo ou do Distrito de Colúmbia; ou
- caso contrário, estará sujeito à tributação de renda federal dos EUA em base líquida com relação à ação ou às ADS.

Tributação de Distribuições

O valor de qualquer dinheiro e o valor de qualquer propriedade que distribuímos que seja pago a partir de nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos EUA, geralmente será incluído no lucro tributável como receita de dividendos ordinários quando tal distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo Detentor Norte-Americano, no caso de detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre capital próprio e o valor do imposto brasileiro retido na fonte sobre o valor distribuído. O valor de uma distribuição paga em reais será medido com referência à taxa de câmbio para conversão de reais em dólares norte-americanos em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou por um detentor norte-americano, no caso de titular de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso de ADSs, ou o Detentor Norte-Americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais, não converter tais reais em dólares norte-americanos na data em que os receber, é possível que o Detentor Norte-Americano reconheça valores estrangeiros perda ou ganho cambial, que seria perda ou ganho ordinário de origem norte-americana, quando os reais são convertidos em dólares norte-americanos. Os dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida às empresas nos termos do Código.

O valor em dólares norte-americanos dos dividendos recebidos por um detentor norte-americano não corporativo com relação às ADSs estará geralmente sujeito a tributação a alíquotas preferenciais se os dividendos forem "dividendos qualificados". Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e *hedge*, os dividendos pagos sobre as ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos e (ii) não formos, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não são, no ano em que o dividendo é pago, uma "empresa de investimento estrangeiro passivo", conforme definido para fins de imposto de renda federal dos EUA (uma PFIC). As ADSs estão listadas na NYSE e serão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos enquanto estiverem listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados relevantes sobre o mercado e os acionistas, acreditamos que não devemos ser tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal nos Estados Unidos com relação aos anos tributáveis de 2024 ou 2023. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e em nossas expectativas atuais em relação ao valor e à natureza de nossos ativos, às fontes e à natureza de nossa receita e aos dados relevantes do mercado e dos acionistas, não prevemos nos tornar uma PFIC para nosso exercício fiscal de 2025. Com base nas orientações existentes, não está claro se os dividendos recebidos em relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias ações não estão listadas em uma bolsa dos EUA. Os detentores norte-americanos de nossas ADSs deverão consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da disponibilidade da alíquota reduzida de imposto sobre dividendos à luz de suas circunstâncias específicas.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte brasileiro sobre dividendos com relação às ações ou ADSs que for pago à alíquota apropriada aplicável ao Detentor dos EUA poderá ser elegível para crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA desse Detentor dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem requisitos adotados pelo IRS em regulamentações promulgadas em dezembro de 2021 e qualquer imposto brasileiro geralmente precisará atender a esses requisitos para se qualificar como um imposto creditável para um detentor dos EUA. No caso de um detentor dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada destas regras sob orientação temporária emitida recentemente e cumpra com requisitos específicos estabelecidos em tal orientação, o imposto brasileiro sobre dividendos será tratado como atendendo aos novos requisitos e, portanto, como um imposto creditável. No caso de todos os outros detentores norte-americanos, a aplicação dessas exigências ao imposto brasileiro sobre dividendos é incerta e não determinamos se essas exigências foram atendidas. Se o imposto brasileiro sobre dividendos não for um imposto creditável ou o

Detentor dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no mesmo ano fiscal, o Detentor dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo o rendimento tributável desse Detentor dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. As distribuições de dividendos constituirão receita de fontes fora dos Estados Unidos e, para detentores norte-americanos que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, geralmente constituirão "renda de categoria passiva" para fins de crédito fiscal estrangeiro.

A disponibilidade e o cálculo de créditos fiscais estrangeiros e deduções de impostos estrangeiros dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano e envolvem a aplicação de regras complexas a essas circunstâncias. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras às suas situações específicas.

Os detentores de ADSs que sejam empresas estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (detentores não norte-americanos) geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo imposto retido na fonte, sobre distribuições relativas a ações ou ADSs que sejam tratadas como receita de dividendos para renda federal dos EUA para fins fiscais, a menos que tais dividendos estejam efetivamente ligados à conduta do titular de uma transação ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Mediante a venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, um Detentor dos EUA geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital de origem norte-americana para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual à diferença entre o valor realizado na alienação e a base tributária do Detentor dos EUA em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será considerado ganho ou perda de capital de longo prazo se as ações ou ADSs tiverem sido detidas por mais de um ano. Detentores norte-americanos não corporativos de ações ou ADSs podem ser elegíveis a uma alíquota preferencial de imposto de renda federal dos EUA em relação a ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeitas a certas limitações.

Um Detentor dos EUA geralmente não terá direito a creditar qualquer imposto brasileiro cobrado sobre a venda ou outra alienação das ações contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA de cada Detentor dos EUA, exceto no caso de um Detentor dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada de as regras de crédito fiscal estrangeiro dos EUA que são permitidas sob orientação temporária emitida recentemente e cumprem os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação. Além disso, o ganho ou perda de capital reconhecido por um Detentor dos EUA na venda ou outra alienação das ações geralmente será ganho ou perda de origem nos EUA para fins de crédito fiscal estrangeiro nos EUA. Consequentemente, mesmo que o imposto retido na fonte se qualifique como um imposto creditável, um Detentor dos EUA poderá não ser capaz de creditar o imposto contra a sua obrigação de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tal crédito possa ser aplicado (sujeito às condições e limitações geralmente aplicáveis) contra o imposto devido em outros rendimentos tratados como provenientes de fontes estrangeiras. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um detentor norte-americano, o imposto reduziria o valor realizado na venda ou outra alienação das ações, mesmo que o detentor norte-americano tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores dos EUA deverão consultar seus próprios consultores fiscais com relação à

aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a uma venda ou outra alienação das ações e qualquer imposto brasileiro incidente sobre tal venda ou alienação.

Relatório de Informações e Retenção de Impostos na Fonte

O pagamento de dividendos e receitas provenientes da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um Detentor Norte-Americano nos Estados Unidos (ou através de certos intermediários financeiros relacionados aos EUA) estará geralmente sujeito a divulgação de informações e poderá estará sujeito a "retenção de impostos na fonte" (backup withholding), a menos que o Detentor dos EUA (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça oportunamente um número de identificação de contribuinte e certifique que nenhuma perda de isenção de retenção de segurança ocorreu e caso contrário, cumpre os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção de segurança coletada de um pagamento a um Detentor dos EUA será permitido como um crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA do Detentor dos EUA e poderá dar direito ao Detentor dos EUA a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais de divulgação que possam surgir como resultado da compra, detenção ou alienação de nossas ADSs ou de ações ordinárias ou preferenciais.

Um Detentor que não seja uma "pessoa dos Estados Unidos" (conforme definido no Código) geralmente estará isento desses requisitos de relatório de informações e retenção de impostos na fonte, mas poderá ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de certificação e identificação para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos detentores dos EUA que possuem "ativos financeiros estrangeiros específicos" com um valor agregado superior a US$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US$ 75.000 em qualquer momento durante o ano fiscal são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seus impostos retornos, atualmente no Formulário 8938 do IRS, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira fora dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor fora dos EUA (que incluiriam nossas ações ordinárias e preferenciais e ADSs) que não sejam mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais elevados aplicam-se a determinados indivíduos que vivem no estrangeiro e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de reporte a certas entidades que são tratadas como constituídas ou aproveitadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros específicos com base em determinados critérios objetivos. Os detentores norte-americanos que não reportarem as informações exigidas poderão estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para a liquidação do imposto seria suspenso, ao todo ou em parte. Os detentores dos EUA devem consultar os seus próprios consultores fiscais relativamente à aplicação destas regras ao seu investimento, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

Tributação Relativa às Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre impostos de renda federais brasileiros, holandeses, da União Europeia e dos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de títulos de dívida da PGF (as "notas"). Este resumo não descreve quaisquer consequências

fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não seja a Holanda, o Brasil e os Estados Unidos.

Este resumo baseia-se nas leis tributárias dos Países Baixos, do Brasil e dos Estados Unidos em vigor na data deste relatório anual, que estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente de todas as considerações fiscais que podem ser relevantes para qualquer investidor específico, incluindo considerações fiscais que resultam de regras geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores ou que os investidores geralmente presumem conhecer. Os potenciais compradores de notas devem consultar os seus próprios consultores fiscais relativamente às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação das notas.

Não existe nenhum tratado tributário para evitar a dupla tributação entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos têm mantido discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como afetará os detentores de notas dos EUA.

Tributação Holandesa

Esta seção é um resumo geral e apenas descreve certas consequências fiscais holandesas relevantes para os detentores das notas que não são residentes nem considerados residentes na Holanda para fins fiscais em relação à aquisição, propriedade e alienação de notas emitidas pela PGF. Este resumo não pretende descrever todas as possíveis considerações ou consequências fiscais holandesas que possam ser relevantes para um detentor ou potencial detentor das notas e não pretende tratar das consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, algumas das quais (tais como *trusts* ou acordos semelhantes) podem estar sujeitos a regras especiais. Tendo em conta a sua natureza geral, este resumo geral deve, portanto, ser tratado com a devida cautela.

Esta seção baseia-se nas leis fiscais dos Países Baixos, nos regulamentos publicados nos termos da mesma e na jurisprudência oficial publicada, tudo em vigor na data deste documento, incluindo as taxas de imposto aplicáveis na data deste documento, e todas elas estão sujeitas a alterações ou a interpretação diferente, possivelmente com efeito retroativo. Qualquer alteração desse tipo poderá invalidar o conteúdo desta seção, que não será atualizada para refletir tal alteração. Quando o texto se refere aos "Países Baixos" ou "Holandeses", refere-se apenas à parte do Reino dos Países Baixos localizada na Europa. Além disso, o resumo baseia-se no pressuposto de que as notas emitidas pela PGF não se qualificam como capital próprio para efeitos fiscais holandeses.

Para fins fiscais holandeses, um titular de notas pode incluir, sem limitação:

- um titular de uma ou mais notas que, além da titularidade de tais notas, tenha interesse econômico nessas notas;
- pessoa física ou jurídica que detém a totalidade do interesse econômico em uma ou mais notas;
- uma pessoa ou entidade que detém participação em uma entidade, como uma parceria ou um fundo mútuo, que é transparente para fins fiscais holandeses, cujos ativos compreendem uma ou mais notas; e
- um indivíduo ou entidade que não possui a titularidade legal das notas, mas a quem as notas são atribuídas com base em tal indivíduo ou entidade que detém um interesse benéfico nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições legais de acordo com em que as notas são atribuídas a um indivíduo que é, ou que herdou direta ou indiretamente as notas de uma pessoa que foi o instituidor, concedente ou originador semelhante de um *trust*, fundação ou entidade semelhante que detém as notas.

A discussão abaixo é incluída apenas para fins de informação geral e não constitui aconselhamento fiscal holandês ou uma descrição completa de todas as consequências fiscais holandesas relacionadas à aquisição, detenção e alienação das notas. Os titulares ou potenciais titulares de notas devem consultar os seus próprios consultores fiscais sobre as consequências fiscais holandesas da compra, incluindo, sem limitação, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outra disposição de notas ou cupões, à luz das suas circunstâncias específicas.

Tributo retido

Todos os pagamentos de juros e principal feitos por ou em nome da PGF sob as notas aos titulares de notas podem ser feitos livres de retenção ou dedução de, para ou por conta de quaisquer impostos de qualquer natureza impostos, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária do mesmo ou dentro dele, exceto que o imposto retido na fonte holandês a uma alíquota de 25,8% (taxa para 2024 e 2025) pode ser aplicado em relação aos pagamentos de juros feitos ou considerados feitos por ou em nome da PGF, se tais pagamentos são feitos ou considerados como sendo feitos a uma entidade relacionada (*gelieerd*) à PGF (dentro do significado da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, *Wet Bronbelasting 2021*, consulte abaixo), se tal entidade relacionada:

- é considerado residente (*gevestigd*) em uma jurisdição listada no regulamento holandês atualizado anualmente sobre estados de baixa tributação e jurisdições não cooperantes para fins fiscais (*Regeling laagbelastende staten en niet-coöperatieve rechtsgebieden voor belastingdoeleinden*) (uma "jurisdição listada "); ou
- tenha um estabelecimento estável localizado numa Jurisdição Listada ao qual seja imputável o pagamento de juros; ou
- tem direito ao pagamento de juros com o objetivo principal ou um dos objetivos principais de evitar a tributação de outra pessoa ou entidade e existe um acordo ou transação artificial ou uma série de acordos ou transações artificiais; ou
- não é considerado destinatário dos juros na sua jurisdição de residência porque essa jurisdição trata outra entidade como destinatária dos juros (uma assimetria híbrida); ou
- não é residente em nenhuma jurisdição (também uma incompatibilidade híbrida); ou
- é um híbrido reverso (na acepção do Artigo 2(12) da Lei Holandesa do Imposto sobre o Rendimento das Sociedades; *Wet op de vennootschapsbeusing 1969*), se e na medida em que (x) existir um participante no híbrido inverso que detenha uma Participação Qualificada em o híbrido reverso, (y) a jurisdição de residência do participante que detém a Participação Qualificada no híbrido reverso trata o híbrido reverso como transparente para fins fiscais e (z) esse participante estaria sujeito à retenção na fonte holandesa em relação aos pagamentos de juros sem a interposição do híbrido reverso;
- tudo dentro do significado da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021.

ENTIDADE RELACIONADA

Para efeitos da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, uma entidade é considerada uma entidade relacionada em relação ao PGF se:

- tal entidade tenha um Interesse Qualificado (conforme definido abaixo) na PGF; ou
- A PGF tem Participação Qualificada nessa entidade; ou
- um terceiro tenha um interesse qualificado tanto na PGF como nessa entidade.

O termo "Participação Qualificada" significa uma participação direta ou indireta - seja por uma entidade individualmente ou em conjunto, se uma entidade fizer parte de um grupo colaborador (*samenwerkende groep*) - que permite que tal entidade ou grupo colaborador exerça uma influência definida sobre outro decisões da entidade, como as decisões da PGF, e permite-lhe determinar as atividades da outra entidade (na aceção da jurisprudência do Tribunal de Justiça Europeu sobre o direito à liberdade de estabelecimento (*vrijheid van vestiging*).

Impostos sobre Renda e Ganho de Capital

Observe que o resumo nesta seção não descreve as considerações fiscais holandesas para:

- titulares das notas se tais titulares, e no caso de um indivíduo, seu parceiro ou alguns de seus parentes por sangue ou casamento em linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem um interesse substancial (*aanmerkelijk belang*) ou considerado interesse substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF ao abrigo da Lei Holandesa do Imposto sobre o Rendimento de 2001 (*Wet inkomstenbelasting* 2001). De um modo geral, um titular de notas tem um interesse substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de um indivíduo, sozinho ou em conjunto com certos parentes) (i) a propriedade de, um direito de adquirir a propriedade de, ou certos direitos sobre, ações que representem 5% ou mais do capital total emitido e em circulação da PGF ou do capital emitido e em circulação de qualquer classe de ações da PGF, ou (ii) a propriedade ou certos direitos sobre, certificados de participação nos lucros (*winstbewijzen*) relativos a 5% ou mais do lucro anual ou do produto da liquidação da PGF. Um interesse considerado substancial pode surgir se um interesse substancial (ou parte dele) tiver sido alienado, ou for considerado como tendo sido alienado, numa base de não reconhecimento;
- fundos de pensões, instituições de investimento (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de investimento isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (conforme definido na Lei Holandesa do Imposto sobre o Rendimento das Sociedades de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting* 1969) e outras entidades que não estejam, no todo ou em parte, sujeitas ou isentos do imposto de renda corporativo holandês; e
- titulares de notas que sejam pessoas físicas e para os quais as notas ou qualquer benefício derivado das notas sejam uma remuneração ou sejam considerados uma remuneração por atividades desempenhadas por tais titulares ou por certas pessoas físicas relacionadas a tais titulares (conforme definido na Lei Holandesa de Imposto de Renda de 2001).

Um detentor de notas não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre renda ou ganhos de capital em relação às notas, incluindo tal imposto sobre qualquer pagamento sob as notas ou em relação a qualquer ganho realizado na alienação, alienação presumida, resgate ou troca de as notas, desde que:

- esse titular não é residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- tal titular não tem, e não é considerado como tendo, uma empresa ou uma participação em uma empresa (conforme definido na Lei Holandesa do Imposto de Renda de 2001 e na Lei Holandesa do Imposto de Renda Corporativa de 1969, conforme aplicável) que, no todo ou em parte, é efetivamente gerido nos Países Baixos ou é exercido através de um estabelecimento permanente (considerado) (*vaste inrichting*) ou de um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e a que empresa ou parte de uma empresa as notas são atribuíveis;
- se esse titular for uma pessoa física, tais rendimentos ou ganhos de capital não constituem "benefícios de atividades diversas na Holanda" (*resultaat uit overige werkzaamheden na Holanda*), incluindo, sem limitação, atividades na Holanda com relação às notas que excedem "ativo normal gestão" (*normaal, actief vermogensbeheer*);

- se esse titular for uma entidade, o titular não terá direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem a uma coparticipação no patrimônio líquido de uma empresa que seja efetivamente administrada na Holanda, a não ser por meio de títulos, e à qual as notas sejam atribuíveis; e
- se esse titular for um indivíduo, o titular não tem direito a uma participação nos lucros de uma empresa que seja efetivamente gerida nos Países Baixos, exceto através de títulos, e a qual empresa as notas são atribuíveis.

Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas em razão da execução, entrega ou execução dos seus direitos e obrigações relacionados com as notas, da emissão das notas ou do cumprimento pela PGF das suas obrigações ao abrigo das notas.

Impostos sobre Doações e Heranças

Nenhum imposto sobre doações ou heranças será cobrado nos Países Baixos com relação a uma aquisição ou aquisição presumida de notas por meio de doação ou por morte de um titular de notas que não seja residente nem considerado residente na Holanda para as disposições pertinentes, a menos que:

- no caso de doação das notas sob condição suspensiva por um indivíduo que na data da doação não era residente nem considerado residente nos Países Baixos, esse indivíduo é residente ou considerado residente nos Países Baixos na data de (i) o cumprimento da condição ou (ii) o seu falecimento e a condição da doação for cumprida após a data do seu falecimento; ou
- no caso de uma doação de notas por um indivíduo que, à data da doação ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, à data do cumprimento da condição, não era residente nem considerado residente nos Países Baixos, esse indivíduo falece no prazo de 180 dias após a data da doação ou do cumprimento da condição, enquanto é residente ou considerado residente nos Países Baixos.

Para efeitos dos impostos holandeses sobre doações e heranças, entre outros, uma pessoa que possua a nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se essa pessoa tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os dez anos anteriores à data da doação ou a morte dessa pessoa. Além disso, para efeitos do imposto holandês sobre doações, entre outros, uma pessoa que não possua a nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se essa pessoa tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto sobre valor agregado (IVA)

Nenhum IVA holandês será devido por um titular das notas em relação a qualquer pagamento em contraprestação pela emissão das notas ou em relação a qualquer pagamento pela PGF de principal, juros ou prêmio (se houver) sobre as notas.

Outros Impostos e Taxas

Nenhum outro imposto de registro holandês, ou qualquer outro imposto semelhante de natureza documental, como imposto sobre capital ou imposto de selo, será devido nos Países Baixos por ou em nome de um titular das notas apenas em razão da compra, propriedade e alienação das notas.

Tributação Brasileira

A discussão a seguir é um resumo das considerações fiscais brasileiras relativas a um investimento nas notas por um não residente no Brasil. A discussão é baseada nas leis tributárias do Brasil em vigor nesta data e está sujeita a qualquer alteração na lei brasileira que possa entrar em vigor após essa data. A informação apresentada abaixo destina-se apenas a uma discussão geral e não aborda todas as possíveis consequências relacionadas a um investimento nas notas.

INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS ASSESSORES TRIBUTÁRIOS QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DOS TÍTULOS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, entidade, fundo fiduciário ou organização domiciliada para fins fiscais fora do Brasil, ou um "Não Residente", é tributado no Brasil apenas quando a renda é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação que dá origem a tais ganhos envolve ativos no Brasil. Portanto, quaisquer ganhos ou juros (incluindo desconto original de emissão), taxas, comissões, despesas e quaisquer outros rendimentos pagos pela PGF em relação às notas por eles emitidos em favor de detentores não residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Os juros, taxas, comissões, despesas e quaisquer outros rendimentos pagáveis por nós, enquanto garantidores residentes no Brasil, a um não residente geralmente estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte. A alíquota de imposto de renda retido na fonte em relação aos pagamentos de juros é geralmente (no caso de rendimentos fixos - Veja "Tributação de Dividendos") de 15%, a menos que (i) o detentor das notas seja residente ou domiciliado em uma "jurisdição de paraíso fiscal" (que é considerada um país ou jurisdição que não impõe qualquer imposto sobre a renda ou que impõe tal imposto a uma alíquota efetiva máxima inferior a 17% ou onde a legislação local impõe restrições à divulgação das identidades dos acionistas, à propriedade dos investimentos, ou ao beneficiário final dos ganhos distribuídos ao não residente - "jurisdição de paraíso fiscal"), caso em que a alíquota aplicável é de 25%, ou (ii) uma outra alíquota menor conforme previsto em um tratado fiscal aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário esteja domiciliado. No caso em que o garantidor seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o montante principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderiam tentar impor a retenção do imposto de renda na fonte à alíquota de até 25%, conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não preveja uma regra tributária específica para tais casos e não haja uma posição oficial das autoridades fiscais ou precedentes do tribunal brasileiro a respeito do assunto, acreditamos que a remessa de fundos por nós, enquanto garantidor, para o pagamento do montante principal das notas não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, pois o simples fato de o garantidor efetuar o pagamento não converte a natureza do principal devido sob as notas em renda do beneficiário.

Se os pagamentos relativos às notas forem feitos por nós, conforme previsto nas garantias, os detentores não residentes serão indenizados de modo que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis coletáveis por retenção, dedução ou de outra forma, com relação ao principal, juros e montantes adicionais pagáveis com relação às notas (além de quaisquer juros e multas incidentes sobre estes), um detentor não residente receberá um montante igual ao que tal detentor não residente teria recebido se nenhum desses impostos brasileiros (além de juros e multas incidentes sobre estes) fosse retido. O devedor brasileiro, sujeito a certas exceções, pagará montantes adicionais em relação a tal retenção ou dedução para que o detentor não residente receba o valor líquido devido.

Os ganhos provenientes da venda ou de outra disposição das notas realizadas fora do Brasil por um não residente, que não seja uma filial ou subsidiária de residente brasileiro, a outro não residente não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos feitos do Brasil estão sujeitos ao imposto sobre operações de câmbio ("IOF/Câmbio"), que incide sobre a conversão de moeda brasileira para moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira para moeda brasileira, à taxa geral de 0,38%. Outras taxas de IOF/Câmbio

podem ser aplicadas a transações específicas. Em todo caso, o Governo federal brasileiro pode aumentar, a qualquer momento, essa taxa até 25%, mas apenas em relação a transações futuras.

Geralmente, não existem impostos de herança, doação, sucessão, selo ou outros impostos semelhantes no Brasil em relação à propriedade, transferência, cessão ou qualquer outra disposição das notas por um não residente, exceto pelos impostos sobre doações e heranças impostos por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados feitos por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil para pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes dentro desses estados.

Tributação Federal de Renda nos Estados Unidos

O resumo a seguir apresenta considerações relevantes para o imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser aplicáveis ao proprietário beneficiário de uma nota que, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, seja um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma corporação doméstica ou que, de outra forma, esteja sujeito à tributação federal de renda dos Estados Unidos com base no lucro líquido em relação às notas (um "Detentor dos EUA"). Este resumo baseia-se no Código, em sua história legislativa, em regulamentações vigentes e propostas do Tesouro dos EUA promulgadas sob ele, em pareceres publicados pela IRS e em decisões judiciais, todos em vigor na data de hoje, todos os quais estão sujeitos a alterações ou interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não se propõe a discutir todos os aspectos da tributação federal de renda dos Estados Unidos que podem ser relevantes para classes especiais de investidores, como instituições financeiras, companhias de seguros, revendedores ou negociantes de títulos ou moedas, negociadores de títulos que optam por contabilizar seu investimento em notas com base no valor de mercado, companhias de investimento regulamentadas, organizações isentas de impostos, parcerias ou sócios nelas, detentores sujeitos ao imposto mínimo alternativo, certos detentores de curto prazo de notas, pessoas que protegem sua exposição nas notas ou mantêm notas como parte de uma posição em um "*straddle*" ou como parte de uma transação de *hedge* ou "transação de conversão" para fins fiscais federais dos EUA, pessoas que realizam uma transação de "venda construtiva" em relação às notas, indivíduos estrangeiros não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um ano tributável, ou Detentores dos EUA cuja moeda funcional não é o dólar dos EUA. Os Detentores dos EUA devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de possuir as notas podem ser materialmente diferentes para investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não discute quaisquer considerações fiscais estrangeiras, estaduais ou locais ou o imposto do Medicare sobre rendimentos de investimento líquidos ou sob regras especiais de cronometragem prescritas nos termos da seção 451(b) do Código. Este resumo aplica-se apenas aos compradores originais de notas que adquiriram as notas pelo preço original de emissão e mantêm as notas como "ativos de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento). Detentores dos EUA de notas denominadas em uma moeda que não o dólar norte-americano devem consultar seus consultores fiscais sobre a aplicação das regras de ganho ou perda cambial às notas e o tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida em relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUSNTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS FEDERAIS DE IMPOSTO DE RENDA DOS EUA AQUI ABORDADAS, DE UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

Pagamentos de Juros

O pagamento de "juros declarados qualificados", conforme definido abaixo, em uma nota (incluindo quaisquer montantes retidos e montantes adicionais pagos com relação a ela, se houver) geralmente será tributável para um Detentor dos EUA como renda de juros ordinários quando tais juros forem acumulados ou forem efetivamente ou construtivamente recebidos, de acordo com o método de contabilidade aplicável do Detentor dos EUA para fins fiscais federais dos EUA. Em geral, se uma nota for emitida com um "preço de emissão" que seja inferior ao seu "preço de resgate declarado na maturidade" por um valor igual ou maior que um montante mínimo, tal nota será considerada como tendo "desconto original de emissão", ou OID, para fins fiscais dos EUA. Para esse fim, o "preço de emissão" geralmente é o primeiro preço pelo qual uma quantidade substancial dessas notas é vendida a investidores por dinheiro. Um Detentor dos EUA deve consultar seus próprios consultores fiscais em relação ao preço de emissão de uma nota, especialmente quando a nota foi emitida mediante uma oferta de troca, uma reabertura ou os termos da nota foram alterados. O preço de resgate declarado na maturidade de uma nota geralmente inclui todos os pagamentos na nota, exceto os pagamentos de juros declarados qualificados. O termo "juros declarados qualificados" geralmente significa juros declarados que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou propriedade (que não sejam instrumentos de dívida do emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa de juros fixa, ou sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

Em geral, se uma nota for emitida com OID igual ou acima de um limite mínimo, um Detentor dos EUA, independentemente de utilizar o método de contabilidade de caixa ou de acumulação para fins fiscais, será obrigado a incluir na renda bruta como renda de juros ordinários a soma das "porções diárias" do OID sobre a nota, se houver, por todos os dias durante o ano fiscal em que o Detentor dos EUA possuir a nota. As porções diárias do OID em uma nota são determinadas alocando para cada dia em qualquer período de acumulação uma parte proporcional do OID atribuível a esse período de acumulação. Em geral, no caso de um detentor inicial, o montante do OID em uma nota atribuível a cada período de acumulação é determinado por (i) multiplicar o "preço de emissão ajustado", conforme definido abaixo, da nota no início do período de acumulação pela taxa de rendimento até o vencimento da nota e (ii) subtrair desse produto o valor dos juros declarados qualificados atribuíveis a esse período de acumulação. Os Detentores dos EUA devem estar cientes de que geralmente devem incluir o OID na renda bruta como renda de juros ordinários para fins de imposto de renda federal dos EUA à medida que ele é acumulado, antecipadamente ao recebimento de dinheiro atribuível a essa renda. O "preço de emissão ajustado" de uma nota no início de qualquer período de acumulação geralmente será a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o montante do OID atribuível a todos os períodos de acumulação anteriores, reduzido pelo montante de todos os pagamentos, exceto pagamentos de juros declarados qualificados (se houver), feitos em relação a essa nota em todos os períodos de acumulação anteriores. O termo "juros declarados qualificados" geralmente significa juros declarados que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou propriedade (que não sejam instrumentos de dívida do emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa de juros fixa, ou sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

Sujeito a limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte sobre juros brasileiros pago à alíquota apropriada aplicável ao Titular dos EUA pode ser elegível para crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA desse Titular dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem requisitos adotados pelo IRS em regulamentações promulgadas em dezembro de 2021 e qualquer imposto brasileiro geralmente precisará atender a esses requisitos para se qualificar como um imposto creditável para um Titular dos EUA. No caso de um Titular dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada dessas regras de acordo com a orientação temporária emitida recentemente e que cumpra os requisitos específicos estabelecidos nessa orientação, o imposto brasileiro sobre juros geralmente será tratado como se cumprisse os novos requisitos e, portanto, como um imposto creditável. No caso de todos os outros Detentores dos Estados Unidos, a aplicação dessas exigências ao imposto

brasileiro sobre juros é incerta e não determinamos se essas exigências foram cumpridas. Se o imposto brasileiro sobre juros não for um imposto creditável ou se o Detentor dos EUA não optar por reivindicar um crédito de imposto estrangeiro para qualquer imposto de renda estrangeiro, o Detentor dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro ao calcular a renda tributável desse Detentor dos EUA para fins de imposto de renda federal nos EUA. Os juros e os valores adicionais constituirão renda de fontes fora dos Estados Unidos e, para os Detentores dos EUA que optarem por reivindicar créditos de impostos estrangeiros, geralmente constituirão "renda de categoria passiva" para fins de crédito de impostos estrangeiros.

A disponibilidade e o cálculo de créditos fiscais estrangeiros e deduções de impostos estrangeiros dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano e envolvem a aplicação de regras complexas a essas circunstâncias. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras às suas situações específicas.

Venda ou Alienação de Títulos

Um Detentor dos EUA geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital ao vender, trocar, resgatar ou de outra forma dispor de um título em um valor igual à diferença entre o valor realizado na venda, troca, resgate ou outra disposição (exceto os montantes atribuíveis a juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tais) e a base de custo ajustada do Detentor dos EUA no título. A base tributável ajustada do Detentor dos EUA no título geralmente será igual ao custo do Detentor dos EUA pelo título, acrescido de quaisquer montantes incluídos na renda bruta pelo Detentor dos EUA como OID, se houver, e reduzido por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados sobre esse título.

O ganho ou perda realizado por um Detentor dos EUA será um ganho ou perda de capital, e será um ganho ou perda de capital de longo prazo se os títulos foram mantidas por mais de um ano. O montante líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um detentor individual geralmente está sujeito à tributação em taxas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeitas a certas limitações.

Um Titular dos Estados Unidos geralmente não terá direito a creditar qualquer imposto brasileiro incidente sobre a venda ou outra alienação dos títulos contra o imposto de renda federal dos Estados Unidos de tal Titular dos Estados Unidos, exceto no caso de um Titular dos Estados Unidos que consistentemente opte por aplicar uma versão modificada das regras de crédito de imposto estrangeiro dos Estados Unidos que seja permitida pela orientação temporária recentemente emitida e que cumpra os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação. Além disso, o ganho ou perda de capital realizado por um Detentor dos EUA na venda, troca, resgate ou outra disposição de um título geralmente será ganho ou perda de origem nos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. Consequentemente, mesmo que o imposto retido na fonte se qualifique como um imposto creditável, um Detentor dos EUA poderá não ser capaz de creditar o imposto contra a sua obrigação de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tal crédito possa ser aplicado (sujeito às condições e limitações geralmente aplicáveis) contra o imposto devido em outros rendimentos tratados como provenientes de fontes estrangeiras. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável, o imposto reduziria o valor realizado na venda ou outra disposição dos títulos, mesmo que o detentor dos EUA tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação das

regras de crédito fiscal estrangeiro para a venda ou outra disposição dos títulos e qualquer imposto brasileiro imposto sobre essa venda ou disposição.

Retenção de Backup e Relatórios de Informações

Um Detentor dos EUA pode, sob certas circunstâncias, estar sujeito à "retenção de backup" com relação a certos pagamentos a esse Detentor dos EUA, a menos que o detentor (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando exigido, ou (ii) forneça um número de identificação de contribuinte correto, certifique-se de que não está sujeito à retenção de backup e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção de backup. Qualquer valor retido sob essas regras geralmente será creditável contra a responsabilidade fiscal federal dos EUA do Detentor dos EUA. Embora um Detentor que não seja uma "pessoa dos Estados Unidos" (conforme definido no Código) geralmente esteja isento de retenção de backup, tal Detentor pode, em certas circunstâncias, ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de informação e identificação para comprovar o direito a essa isenção.

Os detentores devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais de relatórios que possam surgir como resultado da compra, posse ou disposição dos títulos.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos detentores dos EUA que possuem "ativos financeiros estrangeiros específicos" com um valor agregado superior a US$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US$ 75.000 em qualquer momento durante o ano fiscal são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seus impostos retornos, atualmente no Formulário 8938 do IRS, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não norte-americana, bem como títulos emitidos por um emissor não norte-americano (o que incluiria as notas) que não estão mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais elevados aplicam-se a determinados indivíduos que vivem no estrangeiro e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de reporte a certas entidades que são tratadas como constituídas ou aproveitadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros específicos com base em determinados critérios objetivos. Os detentores norte-americanos que não reportarem as informações exigidas poderão estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para a liquidação do imposto seria suspenso, ao todo ou em parte. Os detentores devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras a seus investimentos nas notas, incluindo a aplicação das regras a suas circunstâncias particulares.



Informações Adicionais

Lista de Anexos

Nº	Descrição
1.1	Estatuto Social alterado da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, datado de 25 de abril de 2024.
2.1	Contrato, datado de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.9 à Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Form F-3, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 18 de dezembro de 2006 (Arquivos Nos. 333-139459 e 333-139459-01)).
2.2	Quarta Emenda ao Contrato, datado de 30 de outubro de 2009, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporada por referência ao Anexo 2.36 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2010 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para os Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 2.38 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2010 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.4	Descrição dos Valores Mobiliários.
2.5	Contrato de Cessão Onerosa, datado de 3 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o Governo federal brasileiro e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 2.47 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 26 de maio de 2011 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2,6	Contrato de Depósito Adicional e Restabelecido, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações ordinárias da Petrobras. (Arquivo nº 001-15106).
2.7	Contrato de Depósito Adicional e Restabelecido, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários, de tempos em tempos, dos ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações preferenciais da Petrobras. (Números de arquivo 333-235803 e 001-15106).
2.8	Sétima Emenda e Restabelecimento do Contrato, datado de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.9	Garantia Alterada e Restabelecida para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).

Nº	Descrição
2.10	Décima Terceira Emenda ao Contrato, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada, entre outros, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 2.60 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Companhia de Finanças Internacionais da Petrobras, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 2 de abril de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.11	Contrato, datado de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 à Declaração de Registro no Form F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V., arquivada na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 29 de agosto de 2012 (Arquivos Nos. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
2.12	Terceira Emenda Suplementar ao Contrato, datado de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Trustee, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente pagador no Luxemburgo, relacionada aos Títulos Globais de 5,375% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 1º de outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)).
2.13	Garantia para os Títulos Globais de 5,375% com vencimento em 2029, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.7 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 1º de outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)).
2.14	Sétima Emenda Suplementar ao Contrato, datado de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada aos Títulos Globais de 5,625% com vencimento em 2043 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)).
2.15	Garantia para os Títulos Globais de 5,625% com vencimento em 2043, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)).
2.16	Contrato de Partilha de Produção, datado de 2 de dezembro de 2013, entre a Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e CNOOC Petroleum Brasil Ltda., o Governo federal brasileiro, Pré-Sal Petróleo S.A.—PPSA e a ANP (incorporado por referência ao Relatório Anual no Form 20-F da Petrobras, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 30 de abril de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.17	Décima Terceira Emenda Suplementar ao Contrato, datado de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Trustee, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente pagador no Luxemburgo, relacionada aos Títulos Globais de 6,625% com vencimento em 2034 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.18	Garantia para os Títulos Globais de 6,625% com vencimento em 2034, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.19	Décima Sétima Emenda ao Contrato, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 7,250% com

Nº	Descrição
	vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.20	Garantia para os Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.21	Décima Quarta Emenda Suplementar ao Contrato, datado de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada, entre outros, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.22	Primeira Emenda às Garantias, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relativa, entre outros, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.3 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.23	Vigésima Emenda Suplementar ao Contrato de Emissão, datada de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,850% com vencimento em 2115 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 5 de junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2,24	Garantia para os Títulos Globais de 6,850% com vencimento em 2115, datada de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 5 de junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.25	Vigésima-Segunda Emenda ao Contrato de Emissão, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 23 de maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.26	Garantia para os Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 23 de maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.27	Vigésima Segunda Emenda e Revisão do Contrato Suplementar, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, referente aos Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 13 de julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.28	Garantia Emendada e Restabelecida para os Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como fiel depositário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 13 de julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.29	Vigésimo-Quarto Suplemento do Contrato, datado de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Títulos Globais de 7,375% com vencimento em

Nº	Descrição
	2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de janeiro de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.30	Garantia Alterada e Restabelecida para os Títulos Globais de 7,375% com vencimento em 2027, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Administrador Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.31	Vigésima Quarta Emenda e Restabelecimento do Contrato Suplementar, datado de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Títulos Globais de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.32	Décima Sétima Emenda e Restabelecimento da Contrato Suplementar, datado de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário, relacionada aos Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.33	Garantia Amendada e Restabelecida, datada de 22 de maio de 2017, da Garantia Amendada e Restabelecida dos Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 001-15106)).
2.34	Contrato, datado de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de agente fiduciário, referente aos Títulos Globais de 5,999% com vencimento em 2028.
2.35	Vigésima Quinta Emenda Suplementar ao Contrato, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionada às Notas Globais de 5,750% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)).
2.36	Garantia para as Notas Globais de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)).
2.37	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance no Form F-3, arquivada na Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 28 de agosto de 2018 (Arquivos Nos. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.38	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Form F-3, arquivada na Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 28 de agosto de 2018 (Arquivos Nos. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.39	Garantia emendada e restabelecida para os Global Notes de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).

Nº	Descrição
2.40	Vigésima Quinta Emenda e Restabelecimento Suplementar do Contrato de Emissão para os Global Notes de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2.41	Garantia para os Global Notes de 6,900% com vencimento em 2049, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2,42	Primeira Emenda ao Contrato de Garantia para os Global Notes de 6,900% com vencimento em 2049, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.6 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2.43	Contrato, datado de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.75 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Form F-4, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 6 de julho de 2020 (alterado em 28 de julho de 2020) (Arquivos Nos. 333-239714 e 333-239714-01)).
2.44	Garantia para os Global Notes de 5,093% com vencimento em 2030, datada de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.73 à Declaração de Registro da Petrobras no Form F-4, arquivada na SEC em 6 de julho de 2020 (alterada em 28 de julho de 2020) (Arquivo No. 333-239714)).
2.45	Segundo Instrumento Suplementar para os Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datado de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.46	Garantia para os Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2,47	Terceira Emenda Suplementar para os Global Notes de 6,750% com vencimento em 2050, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2,48	Garantia para os Global Notes de 6,750% com vencimento em 2050, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.49	Segundo Contrato suplementar alterado e reformulado para as Notas Globais de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 21 de outubro de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2,50	Garantia emendada e reformulada para os Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 21 de outubro de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).

Nº	Descrição
2.51	Quarta Emenda e Reforma do Contrato de Emissão para os Global Notes de 5,500% com vencimento em 2051, datada de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 10 de junho de 2021 (Arquivo No. 001-15106)).
2.52	Garantia para os Global Notes de 5,500% com vencimento em 2051, datada de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 10 de junho de 2021 (Arquivo No. 001-15106)).
2.53	Quinta Emenda ao Contrato de Emissão dos Global Notes de 6,500% com vencimento em 2033, datada de 3 de julho de 2023, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de julho de 2023 (Arquivo No. 001-15106)).
2.54	Garantia para os Global Notes de 6,500% com vencimento em 2033, datada de 3 de julho de 2023, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de julho de 2023 (Arquivo No. 001-15106)).
2.55	A Sexta Emenda ao Contrato de Emissão dos Global Notes de 6,000% com vencimento em 2035, datada de 13 de setembro de 2024, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 9 de setembro de 2024 (Arquivo No. 001-15106)).
2.56	Garantia para as Notas Globais de 6,000% com vencimento em 2035, datada de 13 de setembro de 2024, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 9 de setembro de 2024 (Arquivo No. 001-15106)).
4.1	Formulário de Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo bruto e gás natural executado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 do Registro de Declaração da Petrobras no Form F-1, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de julho de 2000 (Arquivo No. 333-12298)). Este é um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, celebrado entre a Petrobras e a Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 da Declaração de Registro da Petrobras no Form F-1 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de julho de 2000 (Arquivo No. 333-12298)). Este é um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC. Até o momento, treze emendas ao Contrato de Venda de Gás (GSA, na sigla em inglês) foram assinadas desde a execução original do GSA em 16 de agosto de 1996, portanto, o GSA permanece em vigor.
8,1	Lista de Subsidiárias.
11.1	Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários
12.1	Certificações de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificações de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de consentimento da KPMG Auditores Independentes Ltda.
15.2	Carta de consentimento da DeGolyer and MacNaughton.

Nº	Descrição
15.3	Produção de hidrocarbonetos por área geográfica.
15.4	Lista de Nossas Embarcações.
17.1	Garantidores Subsidiários e Emissores de Valores Mobiliários com Garantias (Arquivo nº: 001-15106).
97.1	Política de *Clawback* da Petrobras ((incorporada por referência ao Anexo 97.1 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras protocolado em 12 de abril de 2024 (Arquivo No. 001-15106)).
97.2	Política de *Clawback* da PGF (incorporada por referência ao Anexo 97.2 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras protocolado em 12 de abril de 2024 (Arquivo No. 001-15106)).
99.1	Relatório de Terceiros da DeGolyer and MacNaughton.
101.INS	Documento de Instância XBRL.
101.SCH	Documento de Esquema de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento de Linkbase de Cálculo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento de Linkbase de Definição de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento de Linkbase de Rótulos de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento de Linkbase de Apresentação de Extensão de Taxonomia XBRL.

Omitidos dos anexos arquivados com este relatório anual estão certos instrumentos e acordos referentes à dívida de longo prazo da Petrobras, nenhum dos quais, individualmente, autoriza títulos em um montante total que exceda 10% do total de ativos da Petrobras. A Petrobras concorda em fornecer à SEC cópias de tais instrumentos ou acordos omitidos mediante solicitação.

Assinaturas

A requerente certifica por meio deste que atende a todos os requisitos para arquivamento no Form 20-F e fez com que este relatório anual fosse devidamente assinado em seu nome pelo abaixo-assinado, devidamente autorizado, na Cidade do Rio de Janeiro, em 3 de abril de 2025.

Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

Por: _/s/ Magda Maria de Regina Chambriard

Nome: Magda Maria de Regina Chambriard
Cargo: Diretor Presidente

Por: _/s/ Fernando Sabbi Melgarejo
Nome: Fernando Sabbi Melgarejo
Título: Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

Abreviações

bbl	Barris
bbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhão de pés cúbicos
bn	Bilhão (mil milhões)
bnbbl	Bilhão de barris
bncf	Bilhão de pés cúbicos
bnm^3	Bilhão de metros cúbicos
bnboe	Bilhão de barris equivalentes de óleo
boe	Barris equivalentes de óleo
boed	Barris de óleo equivalente por dia
cf	Pé cúbico
cmd	Metros cúbicos por dia
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
kgCO_2e/boe	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por barril de óleo equivalente.
KgCO_2e/CWT	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por tonelada ponderado pela complexidade
km	Quilômetro
km^2	Quilômetros quadrados
m^3	Metro cúbico
m^3/d	Metros cúbicos por dia
(mbbl)	Mil barris
mbbl/d	Mil barris por dia
mboe	Mil barris de óleo equivalente
mboed	Mil barris de óleo equivalentes por dia
mcf	Mil pés cúbicos
mcf/d	Mil pés cúbicos por dia

mm^3	Mil metros cúbicos
mm^3/d	Mil metros cúbicos por dia
mm^3/y	Mil metros cúbicos por ano
mmbbl	Milhão de barris
mmbbl/d	Milhão de barris por dia
mmboe	Milhão de barris equivalentes de óleo
mmboed	Milhões de barris de óleo equivalentes por dia
mmcf	Milhão de pés cúbicos
mmcf/d	Milhão de pés cúbicos por dia
mmm^3	Milhão de metros cúbicos
mmm^3/d	Milhão de metros cúbicos por dia
mmt	Milhão de toneladas métricas
mmt/y	Milhão de toneladas métricas por ano
MW	Megawatts
MWavg	A quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) no qual essa energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de potência fornecido ou demandado por uma hora
ppm	Partes por milhão
R$	Reais
t	Toneladas métricas
tCO_2e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
t/d	Toneladas métricas por dia
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
US$	Dólar
/d	Por dia

Tabela de conversão

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0,004047 km^2
1 barril	=	42 galões americanos	=	Aproximadamente 0,13 toneladas de óleo
1 boe	=	1 barril equivalente de petróleo bruto	=	5.615,65 cf de gás natural
1 m^3 de gás natural	=	35,315 cf	=	0,0063 boe
1 km	=	0,6214 milhas		
1 metros	=	3,2808 pés		
1 tonelada de petróleo bruto	=	1,000 quilograma de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (considerando um índice de gravidade de pressão atmosférica de 37°API)

Referência Cruzada para o Form 20-F

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	Aviso legal		6
	Glossário de Determinados Termos Usados neste Relatório Anual		9
	Quem somos		26
	Visão geral		27
	PARTE I		
Item 1.	Identidade dos Diretores, Alta Administração e Consultores	*Não aplicável*	
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	*Não aplicável*	
Item 3.	Informações Chave		
	A. Reservado	*Não aplicável*	
	B. Capitalização e endividamento	*Não aplicável*	
	C. Motivos da oferta e utilização dos recursos	*Não aplicável*	
	D. Fatores de Riscos	Riscos (Fatores de Riscos)	33
Item 4.	Informações sobre a Companhia		
	A. História e desenvolvimento da empresa	Aviso Legal (Documentos em Exibição); Quem Somos (Quem Somos; Visão Geral);	8, 26; 27
	B. Visão geral do negócio	Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Exploração e Produção; Refino, Transporte e Comercialização; Gás e Energias de Baixo Carbono; Fusões e Aquisições); Plano Estratégico; Legal e Fiscal (Regulamentação; Contratos Relevantes)	27; 66, 105, 128, 147; 156; 285, 292
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão Geral); Apêndice 8.1 - Lista de Subsidiárias	27
	D. Imobilizado	Nossos Negócios; Plano Estratégico; Legal e Fiscal (Regulamentação)	65; 156; 285
Item 4A.	Comentários não Resolvidos da Equipe	*Nenhum*	
Item 5.	Análise Operacional e Financeira e Perspectivas		
	A. Resultados operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	195
	B. Liquidez e recursos de capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital)	205
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças, etc.	Ambiental, Social e Governança (Responsabilidade Social; Governança Corporativa)	180, 188

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	D. Informações sobre tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	65; 32; 195
	E. Estimativas Contábeis Críticas	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital)	205
Item 6.	Diretores, alta administração e funcionários		
	A. Diretores e alta administração	Administração e Empregados (Administração)	221
	B. Compensação	Administração e Empregados (Administração)	221
	C. Práticas do Conselho	Administração e Empregados (Administração)	221
	D. Funcionários	Administração e Empregados (Empregados)	243
	E. Propriedade compartilhada	Informações dos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Administração e Empregados (Administração)	263, 264; 221
	F. Divulgação da ação do registrante para recuperar uma compensação concedida erroneamente	*Não aplicável*	
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas		
	A. Principais Acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas)	264
	B. Transações com Partes Relacionadas	Conformidade e Controles Internos (Transações com Partes Relacionadas)	258
	C. Interesses de peritos e advogados	*Não aplicável*	
Item 8.	Informações Financeiras		
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações Financeiras; Legal e Fiscal (Processos Judiciais); Informações aos acionistas	F-1; 296; 262
	B. Mudanças Significativas	*Não aplicável*	
Item 9.	A oferta e listagem		
	A. Detalhes da oferta e listagem	*Não aplicável*	
	B. Plano de distribuição	*Não aplicável*	
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem)	263
	D. Acionistas vendedores	*Não aplicável*	
	E. Diluição	*Não aplicável*	
	F. Despesas da emissão	*Não aplicável*	
Item 10.	Informações adicionais	*Não aplicável*	
	A. Capital social	*Não aplicável*	
	B. Memorando e contrato social	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa); Administração e Empregados; Informações aos Acionistas; Anexo 1.1; Anexo 2.4	188; 220; 262
	C. Contratos materiais	Legal e Fiscal (Contratos Relevantes)	296

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	D. Controles cambiais	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais para Acionistas Não Brasileiros)	281
	E. Tributação	Legal e Fiscal (Fiscal)	304
	F. Dividendos e agentes pagadores	*Não aplicável*	
	G. Declaração de peritos	*Não aplicável*	
	H. Documentos em exposição	Aviso legal	6
	I. Informações Subsidiárias	*Não aplicável*	
	J. Relatório Anual aos Detentores de Valores Mobiliários	*Não aplicável*	
Item 11.	Divulgações qualitativas e quantitativas sobre risco de mercado	Riscos (Divulgações Sobre Risco de Mercado)	58
Item 12.	Descrição de títulos que não sejam títulos patrimoniais		
	A. Títulos de dívida	*Não aplicável*	
	B. Garantias e Direitos	*Não aplicável*	
	C. Outros títulos	*Não aplicável*	
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas	262
	PARTE II		
Item 13.	Inadimplência, dividendos em atraso e inadimplência	*Nenhum*	
Item 14.	Modificações materiais nos direitos dos detentores de valores mobiliários e utilização dos rendimentos	*Nenhum*	
Item 15.	Controles e Procedimentos	Conformidade e Controles Internos (Controles e Procedimentos)	260
Item 16.	Reservado	*Não aplicável*	
	A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Administração e Empregados (Administração)	221
	B. Código de Ética	Conformidade e controles internos (Conformidade)	253
	C. Honorários e serviços do contador principal	Administração e Empregados (Administração)	221
	D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Administração e Empregados (Administração)	221
	E. Compras de Valores Mobiliários pelo Emitente e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas)	264
	F. Mudança no Contador Certificador do Registrante	*Não aplicável*	
	G. Governança Corporativa	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa)	188
	H. Divulgação de segurança em minas	*Não aplicável*	
	I. Divulgação sobre jurisdições estrangeiras que impedem inspeções	*Não aplicável*	
	J. Políticas de negociação com informações privilegiadas	Conformidade e Controles Internos (Conformidade)	253
	K. Divulgação de Segurança Cibernética	Riscos (Divulgação de Segurança Cibernética)	61

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	PARTE III		
Item 17.	Declarações financeiras	*Não aplicável*	
Item 18.	Declarações Financeiras	Demonstrações Financeiras	F-1
Item 19.	Anexos	Anexos	328
		Assinaturas	335
		Abreviações	336
		Tabela de Conversão	338
		Referência Cruzada ao Form 20-F	339

PETROBRAS

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

2024



(Tradução livre do original emitido em inglês)

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO F-3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA F-4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA F-5
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA F-6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA F-7
1. A Companhia e suas operações F-8
2. Base de elaboração F-9
3. Práticas contábeis materiais F-9
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes F-9
5. Mudanças Climáticas F-17
6. Novas normas e interpretações F-23
7. Gestão de capital F-25
8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários F-25
9. Receita de vendas F-27
10. Custos e despesas por natureza F-29
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas F-30
12. Resultado financeiro líquido F-31
13. Informações por Segmento F-32
14. Contas a receber F-38
15. Estoques F-40
16. Fornecedores F-41
17. Tributos F-42
18. Benefícios a empregados F-49
19. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências F-63
20. Provisões para desmantelamento de áreas F-73
21. Outros ativos e passivos F-75
22. Operação "Lava Jato" e seus reflexos na Companhia F-76
23. Imobilizado F-77
24. Intangível F-81
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*) F-83
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural F-90
27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção F-93
28. Investimentos F-96
29. Venda de ativos e outras operações F-100
30. Financiamentos F-102
31. Arrendamentos F-106
32. Patrimônio Líquido F-108
33. Gerenciamento de riscos financeiros F-114
34. Partes relacionadas F-122
35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa F-127
36. Eventos subsequentes F-128
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado) F-129
Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros F-142
Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*) F-143

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa	8	3.271	12.727
Títulos e valores mobiliários	8	4.263	2.819
Contas a receber, líquidas	14	3.566	6.135
Estoques	15	6.710	7.681
Imposto de renda e contribuição social	17	411	218
Impostos e contribuições	17	1.555	960
Outros ativos	21	1.550	1.570
		21.326	32.110
Ativos classificados como mantidos para venda	29	510	335
Ativo circulante		**21.836**	**32.445**
Contas a receber, líquidas	14	1.256	1.847
Títulos e valores mobiliários	8	582	2.409
Depósitos judiciais	19	11.748	14.746
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	922	965
Impostos e contribuições	17	3.601	4.516
Outros ativos	21	2.501	2.315
Ativo realizável a longo prazo		20.610	26.798
Investimentos	28	659	1.358
Imobilizado	23	136.285	153.424
Intangível	24	2.255	3.042
Ativo não circulante		**159.809**	**184.622**
Total do ativo		**181.645**	**217.067**

Passivo	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Fornecedores	16	6.082	4.813
Financiamentos	30	2.566	4.322
Arrendamentos	31	8.542	7.200
Imposto de renda e contribuição social	17	1.400	1.300
Impostos e contribuições	17	3.284	4.166
Dividendos propostos	32	2.657	3.539
Provisão para desmantelamento de áreas	20	1.696	2.032
Benefícios a empregados	18	2.315	2.932
Outros passivos	21	2.205	3.015
		30.747	33.319
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	713	541
Passivo circulante		**31.460**	**33.860**
Financiamentos	30	20.596	24.479
Arrendamentos	31	28.607	26.599
Imposto de renda e contribuição social	17	530	299
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	1.470	10.910
Benefícios a empregados	18	10.672	15.579
Provisão para processos judiciais e administrativos	19	2.833	3.305
Provisão para desmantelamento de áreas	20	24.507	21.171
Outros passivos	21	1.620	1.890
Passivo não circulante		**90.835**	**104.232**
Passivo circulante e não circulante		**122.295**	**138.092**
Capital subscrito e integralizado	32	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		29	410
Reservas de lucros	32	61.446	72.641
Outros resultados abrangentes		(109.470)	(101.569)
Atribuído aos acionistas da controladora		59.106	78.583
Atribuído aos acionistas não controladores	28	244	392
Patrimônio líquido		**59.350**	**78.975**
Total do passivo		**181.645**	**217.067**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras consolidadas.

PÚBLICA

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2024	2023	2022
Receita de vendas	9	91.416	102.409	124.474
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(45.444)	(48.435)	(59.486)
Lucro bruto		45.972	53.974	64.988
Despesas				
Vendas	10	(4.874)	(5.038)	(4.931)
Gerais e administrativas	10	(1.845)	(1.594)	(1.332)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(913)	(982)	(887)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(789)	(726)	(792)
Tributárias		(1.251)	(890)	(439)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	(1.531)	(2.680)	(1.315)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(7.893)	(4.031)	1.822
		(19.096)	(15.941)	(7.874)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		26.876	38.033	57.114
Receitas financeiras		1.954	2.169	1.832
Despesas financeiras		(5.957)	(3.922)	(3.500)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(11.104)	(580)	(2.172)
Resultado financeiro líquido	12	(15.107)	(2.333)	(3.840)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(627)	(304)	251
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		11.142	35.396	53.525
Imposto de renda e contribuição social	17	(3.537)	(10.401)	(16.770)
Lucro líquido do exercício		7.605	24.995	36.755
Acionistas da Petrobras		7.528	24.884	36.623
Acionistas não controladores		77	111	132
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US$)	32	0,58	1,91	2,81

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

PÚBLICA

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 (*Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma*)

	Notas	2024	2023	2022
Lucro líquido do período		7.605	24.995	36.755
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	18			
Reconhecidos no patrimônio líquido		3.279	(3.574)	(1.583)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(375)	271	212
		2.904	(3.303)	(1.371)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	28			
Reconhecidos no patrimônio líquido		(15.627)	4.554	5.223
Transferidos para o resultado		2.992	3.763	4.871
Imposto de renda e contribuição social diferidos		4.295	(2.830)	(3.432)
		(8.340)	5.487	6.662
Ajustes de conversão em investidas [1]				
Reconhecidos no patrimônio líquido		(2.290)	1.186	975
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	28			
Reconhecidos no patrimônio líquido		(261)	267	219
Outros resultados abrangentes:		(7.987)	3.637	6.485
Resultado Abrangente Total		**(382)**	**28.632**	**43.240**
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras		(373)	28.502	43.084
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores		(9)	130	156

(1) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

PÚBLICA

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 *(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

		2024	2023	2022
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do período		7.605	24.995	36.755
Ajustes para:				
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	18	2.934	1.542	1.228
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	627	304	(251)
Depreciação, depleção e amortização	35	12.479	13.280	13.218
Perda líquida no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	1.531	2.680	1.315
Ajuste a valor realizável líquido	15	(42)	(7)	11
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		260	40	65
Baixa de poços	26	482	421	691
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(228)	(1.295)	(1.144)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		15.407	2.498	4.557
Imposto de renda e contribuição social	17	3.537	10.401	16.770
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		3.584	2.052	745
Recuperação de PIS e COFINS - Exclusão de ICMS na base de cálculo		–	–	(1)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(259)	(284)	(4.286)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(349)	(415)	(629)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	996	797	1.362
Redução/(aumento) de ativos				
Contas a receber		1.822	88	355
Estoques		(295)	1.564	(1.217)
Depósitos judiciais		229	(1.723)	(1.709)
Outros ativos		(165)	324	(413)
Aumento/(Redução) de passivos				
Fornecedores		986	(954)	(359)
Impostos e contribuições		(2.988)	(431)	(2.441)
Planos de pensão e de saúde		(1.001)	(927)	(2.130)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(467)	(591)	(380)
Outros benefícios a empregados		(80)	356	(182)
Provisão para desmantelamento de áreas		(977)	(902)	(602)
Outros passivos		(737)	(569)	(95)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(6.907)	(10.032)	(11.516)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		**37.984**	**43.212**	**49.717**
Fluxos de caixa das atividades de investimentos				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(14.644)	(12.114)	(9.581)
Reduções (adições) em investimentos		(22)	(24)	(27)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		863	3.606	4.846
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		397	391	7.284
Investimentos resgates em títulos e valores mobiliários		(109)	98	(3.328)
Dividendos recebidos		146	88	374
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos		**(13.369)**	**(7.955)**	**(432)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores		(84)	1	63
Captações	30	2.129	2.210	2.880
Amortizações de principal - financiamentos	30	(6.536)	(4.193)	(9.334)
Amortizações de juros - financiamentos	30	(1.918)	(1.978)	(1.850)
Amortizações de arrendamentos	31	(7.895)	(6.286)	(5.430)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(18.327)	(19.670)	(37.701)
Recompra de ações	32	(380)	(735)	–
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(77)	(49)	(81)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		**(33.088)**	**(30.700)**	**(51.453)**
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		(983)	174	(316)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		**(9.456)**	**4.731**	**(2.484)**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		**12.727**	**7.996**	**10.480**
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		**3.271**	**12.727**	**7.996**

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

PÚBLICA

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 *(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões			Outros resultados abrangentes (déficit) e custo atribuído								
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações	Transações de Capital	Ajuste Acumulado de Conversão	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Reservas de Lucros	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2022	**107.380**	**(279)**	**1.143**	**(75.122)**	**(24.169)**	**(11.205)**	**(1.152)**	**72.811**	**–**	**69.407**	**405**	**69.812**
		107.101	**1.143**				**(111.648)**	**72.811**	**–**	**69.407**	**405**	**69.812**
Transação de capital	–	–	1	–	–	–	–	–	–	1	(146)	(145)
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	–	36.623	36.623	132	36.755
Outros resultados abrangentes	–	–	–	951	6.662	(1.371)	219	–	–	6.461	24	6.485
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	–	–	–	–	–	–	–	(6.688)	–	(6.688)	–	(6.688)
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	–	11	11	–	11
Destinações:												
Apropriação do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	–	2.530	(2.530)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	(2.219)	(34.104)	(36.323)	(71)	(36.394)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**107.380**	**(279)**	**1.144**	**(74.171)**	**(17.507)**	**(12.576)**	**(933)**	**66.434**	**–**	**69.492**	**344**	**69.836**
		107.101	**1.144**				**(105.187)**	**66.434**	**–**	**69.492**	**344**	**69.836**
Ações em Tesouraria	–	–	(735)	–	–	–	–	–	–	(735)	–	(735)
Transação de capital	–	–	1	–	–	–	–	–	–	1	1	2
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	–	24.884	24.884	111	24.995
Outros resultados abrangentes	–	–	–	1.167	5.487	(3.303)	267	–	–	3.618	19	3.637
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	–	–	–	–	–	–	–	(6.864)	–	(6.864)	–	(6.864)
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	–	7	7	–	7
Destinações:												
Apropriação do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	–	10.137	(10.137)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	2.934	(14.754)	(11.820)	(83)	(11.903)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**107.380**	**(279)**	**410**	**(73.004)**	**(12.020)**	**(15.879)**	**(666)**	**72.641**	**–**	**78.583**	**392**	**78.975**
		107.101	**410**				**(101.569)**	**72.641**	**–**	**78.583**	**392**	**78.975**
Ações em Tesouraria	–	–	(381)	–	–	–	–	–	–	(381)	–	(381)
Transação de capital	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(82)	(82)
Lucro líquido do período	–	–	–	–	–	–	–	–	7.528	7.528	77	7.605
Outros resultados abrangentes	–	–	–	(2.204)	(8.340)	2.904	(261)	–	–	(7.901)	(86)	(7.987)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	–	–	–	–	–	–	–	(7.178)	–	(7.178)	–	(7.178)
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	–	54	54	–	54
Destinações:												
Apropriação do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	–	130	(130)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	(4.147)	(7.452)	(11.599)	(57)	(11.656)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**107.380**	**(279)**	**29**	**(75.208)**	**(20.360)**	**(12.975)**	**(927)**	**61.446**	**–**	**59.106**	**244**	**59.350**
		107.101	**29**				**(109.470)**	**61.446**	**–**	**59.106**	**244**	**59.350**

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

PÚBLICA

1. A Companhia e suas operações

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

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

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

2. Base de elaboração

2.1. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas

Essas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

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

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 3 de abril de 2025, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de todas as suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional das subsidiárias diretas da Petrobras que operam fora do Brasil é o dólar norte-americano.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas em sua indústria. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 –"Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio". Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em "outros resultados abrangentes" na demonstração das mutações do patrimônio líquido.

Dólar norte-americano / Real	Dez/24	Set/24	Jun/24	Mar/24	Dez/23	Set/23	Jun/23	Mar/23	Dez/22	Set/22	Jun/22	Mar/22
Taxa média trimestral	5,84	5,55	5,21	4,95	4,96	4,88	4,95	5,20	5,26	5,25	4,93	5,23
Taxa ao final do período	6,19	5,45	5,56	5,00	4,84	5,01	4,82	5,08	5,22	5,41	5,24	4,74

3. Práticas contábeis materiais

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

4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes

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

PÚBLICA

4.1. Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas

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

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

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

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

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

4.2. Ajuste ao valor recuperável de ativos (*Impairment*)

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da Companhia; (b) às taxas de desconto e; (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas. O valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

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

Preço médio do Brent e taxa média de câmbio

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

As projeções de preços e câmbio derivam do Plano Estratégico e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como backtesting e feedback, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da Companhia.

PÚBLICA

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

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

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

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

Taxas de desconto

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

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

Revisões nas estimativas de reservas provadas e prováveis

A estimativa de reservas conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE, descrita na nota explicativa 4.1, está sujeita a revisões, no mínimo anual, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia dos projetos de desenvolvimento da Companhia ou na capacidade de produção.

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

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

Uma UGC representa um menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos. Essa definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

PÚBLICA

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

As definições das UGCs adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de Exploração e Produção (E&P):

i) Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2024, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 33 campos e 15 polos.

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

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

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

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

viii) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):

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

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

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

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

v) Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.

vi) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

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

4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

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

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

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no método de unidades produzidas são elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos no resultado e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural. Informações sobre as incertezas relacionadas às estimativas de volumes de reservas estão apresentadas na nota explicativa 4.1.

PÚBLICA

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

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

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

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

a) Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente, que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e

b) Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (per capita) da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

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

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

4.5. Fontes de incerteza em provisões para processos judiciais e contingências

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

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

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

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 19.

PÚBLICA

4.6. Fontes de incerteza em obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. A previsão do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão afetam o cálculo da provisão. A nota explicativa 4.1 contém informações adicionais sobre revisões nas estimativas de reservas da Companhia.

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

Os cálculos para a determinação do montante a ser provisionado são complexos, uma vez que: i) a maior parte das obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança. Adicionalmente, os custos de remoção são, em grande parte, denominados em moeda estrangeira, podendo ocasionar variações significativas na revisão das estimativas em função do câmbio.

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

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

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

4.7. Fontes de incerteza em arrendamentos

A Companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da Companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente.

As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da Companhia, ajustadas para refletir as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda e a *duration* do respectivo fluxo de pagamento.

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

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

PÚBLICA

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

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios corrente e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação.

O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da Companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo.

Conforme descrito na nota 33.4.1, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período. No entanto, podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.4.1.

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

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

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

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

A provisão de perdas de crédito esperadas para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

As notas explicativas 14.2 e 14.3 apresentam detalhamentos sobre os valores de PCE reconhecidos pela Companhia.

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

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

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

5. Mudanças Climáticas

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

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

5.1. Efeitos dos riscos climáticos nas estimativas contábeis

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

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

- Valor em uso considerado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota explicativa 4.2.1);
- Prazos e custos utilizados na mensuração da provisão para desmantelamento de áreas (nota explicativa 4.6);
- Exportações futuras altamente prováveis utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação (nota explicativa 4.8); e

PÚBLICA

- Vidas úteis dos ativos imobilizados e intangíveis utilizadas na mensuração das despesas com depreciação, amortização e depleção (notas explicativas 23 e 24).

Conforme especificado no tópico a seguir, a Companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Planejamento de Negócios aprovado pelo Conselho de Administração, atualizado a cada ano, o que inclui as ações para o atingimento dos seus compromissos climáticos e de sua ambição de neutralizar as suas emissões líquidas operacionais de Gases de Efeito Estufa GEE (escopos 1[1] e 2[2]) até 2050.

A ambição e os compromissos acima não constituem garantias de desempenho futuro pela Companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever.

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

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

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

(1) Legislação que alinha uma série de iniciativas para estimular e orientar a produção de biocombustíveis e reduzir a emissão de gases de efeito estufa – GEE, compreendendo o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Ademais, altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina e o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel e dispõe sobre regulamentação e fiscalização das atividades de captura e de estocagem geológica de dióxido de carbono e sobre a regulamentação da produção e comercialização dos combustíveis sintéticos. Também promove a integração de iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).
(2) Critério adotado para o horizonte de tempo: curto prazo (1 ano), médio prazo (entre 1 e 5 anos) e longo prazo (após 5 anos).

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

- Crescimento econômico moderado em relação ao passado recente;
- Mudanças em hábitos de consumo e comportamentos;
- Políticas públicas que focarão em mobilidade, qualidade do ar e adaptação da infraestrutura urbana às mudanças climáticas;

[1] Emissões diretas de GEE que ocorrem de fontes que são de propriedade ou controladas pela empresa.
[2] Emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade e vapor comprados consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.

PÚBLICA

- Coordenação internacional nos esforços para a redução das emissões de GEEs;
- Redução das emissões de GEEs;
- Regulações em prol da transição energética e descarbonização, o que induzirá a redução do consumo de combustíveis fósseis; e
- Difusão de tecnologias de uso final que reduzam a necessidade de consumo de combustíveis fósseis.

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

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

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

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

De acordo com a AIE, o cenário APS considera todos os compromissos climáticos feitos por governos em todo o mundo, incluindo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), bem como metas net zero de longo prazo, e pressupõe que serão cumpridas na íntegra e no prazo, mantendo, com probabilidade de 50%, o aumento de temperatura em 2100 em torno de 1,7 ºC. Já o cenário NZE, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO_2 até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 ºC (com pelo menos 50% de probabilidade).

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

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

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

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

PÚBLICA

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

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

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

Utilizando os preços constantes nos cenários APS e NZE para realizar uma análise de sensibilidade sobre a receita bruta projetada e as participações governamentais sobre tais receitas e, calculando o efeito dos tributos sobre o lucro somente sobre tais itens sensibilizados, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Companhia, sobre a perda de recuperabilidade reconhecida pela Companhia, conforme divulgada na nota explicativa 25, teria uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de US$ 438 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US$ 11.224 no cenário NZE, concentrada nos campos da Bacia de Campos.

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

Dado que o preço do carbono não foi incorporado às estimativas contábeis da Companhia, foi calculada a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P, considerando um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO_2 a partir de 2030 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US$10/ CO_2 em 2030, US$ 49,7/ CO_2 em 2035, US$ 68/ CO_2 em 2040, US$ 84,8/ CO_2 em 2045 e US$ 100,3/ CO_2 em 2050, incluindo isenções de emissões com redução gradual, para simular um fluxo de desembolsos adicionais, considerando os efeitos dos tributos sobre o lucro sobre tais desembolsos, e mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento do E&P da Companhia teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US$ 232.

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

a.2) Efeitos no desmantelamento de áreas

Em função das suas operações, a Companhia é obrigada legalmente a remover equipamentos e restaurar áreas terrestres ou marítimas. Em 31 de dezembro de 2024, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Companhia totalizou US$ 26.203, conforme detalhado na nota explicativa 20. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de US$ 51.953.

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

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

PÚBLICA

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

Para ilustrar o efeito de uma eventual aceleração da transição energética, a Companhia estima que a provisão de desmantelamento aumentaria em US$ 1.096, US$ 3.553 e US$ 5.913, caso os prazos atualmente utilizados fossem antecipados em um, três e cinco anos, respectivamente. Esta sensibilidade assumiu que todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo da provisão se mantiveram inalterados. Os intervalos de anos utilizados não se destinam a ser previsões de eventos ou resultados futuros prováveis.

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

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

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

Com base nos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, foram elaboradas análises de sensibilidade da necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado. Tal sensibilidade simulou um novo fluxo de caixa futuro das exportações, alterando apenas a variável preço, mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados. Em tal sensibilidade, verificou-se que seria necessário reclassificar perdas cambiais registradas no patrimônio líquido para o resultado, estimadas em US$10 apenas no cenário NZE.

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

a.4) Efeitos nas vidas úteis dos ativos imobilizados

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

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2024, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de US$ 90.452 e eles não possuem valores materiais de depreciação ou amortização após 2050.

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

PÚBLICA

O parque de refino da Companhia é composto por 10 refinarias no Brasil. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam US$ 9.220, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050.

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

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam US$ 3.457, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050.

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

b) Riscos Físicos

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

PÚBLICA

6. Novas normas e interpretações

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
Lack of Exchangeability - Amendments to IAS 21	As emendas estabelecem que quando uma moeda não for conversível por outra na data da mensuração, a taxa de câmbio à vista deve ser estimada. Adicionalmente, as emendas orientam sobre como avaliar a conversibilidade entre moedas e como determinar a taxa de câmbio à vista quando da ausência da conversibilidade. Quando a taxa de câmbio à vista for estimada porque uma moeda não é conversível por outra moeda, devem ser divulgadas informações que permitam entender como a moeda não conversível por outra moeda afeta, ou se espera que afete, a demonstração do resultado, o balanço patrimonial e a demonstração dos fluxos de caixa.	1º de janeiro de 2025 com regras de transição específicas.
Annual Improvements – Volume 11	As emendas alteram pontualmente requerimentos relacionados aos seguintes temas e normativos: preço de transação e desreconhecimento de passivos de arrendamentos (IFRS 9 Financial Instruments); método de custo (IAS 7 Statement of Cash Flows); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures); determinação de um 'agente de facto' (IFRS 10 Consolidated Financial Statements); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards).	1º de janeiro de 2026 com regras de transição específicas.
Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7	De forma geral, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos sobre: avaliação dos fluxos de caixa contratuais para classificação de ativos; ativos financeiros non-recourse e instrumentos contratualmente vinculados. Adicionalmente, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos quanto à data do reconhecimento inicial ou desreconhecimento de ativos financeiros e passivos financeiros, e a possibilidade de desreconhecer passivos financeiros que serão liquidados em caixa por meio de um sistema eletrônico de pagamento, antes da data da liquidação, desde que determinados critérios sejam atendidos. Já as emendas à IFRS 7 trazem novos requerimentos de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
Contracts Referencing Nature-dependent Electricity - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7	As emendas promovem alterações nas IFRS 9 e IFRS 7 para fins de reporte de contratos de eletricidade relacionados à natureza. Tais emendas incluem: esclarecimento sobre aplicação dos requerimentos *own-use;* permissão da utilização da contabilização de *hedge* se esses contratos forem utilizados como instrumentos de *hedge*; e requerimentos adicionais de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas

PÚBLICA

IFRS 18 - Presentation and Disclosure in Financial Statements	A IFRS 18 estabelece novos requerimentos para a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, em substituição à IAS 1 - Presentation of Financial Statements. Entre outros, foram incluídos novos requerimentos sobre: a. Apresentação da demonstração do resultado, incluindo a obrigação de classificar todas as receitas e despesas em uma das cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas; b. Divulgação de medidas de desempenho definidas pela gestão; c. Orientação sobre agregação ou desagregação de informações; e d. Novos requerimentos de divulgação. Adicionalmente, foram feitas determinadas alterações em outros normativos incluindo requerimentos contábeis que tratam da demonstração dos fluxos de caixa. Nesse último, entre outras modificações, foi removida a opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
IFRS 19 - Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures	A IFRS 19 é uma norma de aplicação voluntária que permite que entidades elegíveis forneçam divulgações reduzidas ao aplicar os padrões contábeis IFRS em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido no IFRS 10, não pode ter responsabilidade pública e deve ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas, disponíveis para uso público, que estejam em conformidade com os padrões contábeis IFRS.	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas

Em relação ao normativo em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, de acordo com as avaliações realizadas, a Companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026, a Companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

PÚBLICA

7. Gestão de capital

O objetivo da Companhia em sua gestão de capital é manter sua estrutura de capital em nível adequado para sua continuidade operacional, maximizando valor aos acionistas e investidores. Em 2023 e 2022, sua principal fonte de financiamento foi o caixa gerado por suas atividades operacionais.

A estratégia financeira do Plano de Negócios 2025-2029 está focada em:

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

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

Em 31 de dezembro de 2024, a dívida bruta caiu para US$ 60.311, de US$ 62.600 em 31 de dezembro de 2023, permanecendo dentro da faixa definida no Plano Estratégico da Companhia.

Esta medida não é definida de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou como substituta das métricas de dívida segundo as IFRS, nem deve ser utilizada como base de comparação com indicadores de outras empresas.

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

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

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

	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e bancos	136	103
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.453	1.742
Outros fundos de investimentos	186	279
	1.639	2.021
- No exterior		
Time deposits	728	7.737
Auto Invest e contas remuneradas	726	2.852
Outras aplicações financeiras	42	14
	1.496	10.603
Total das aplicações financeiras de curto prazo	3.135	12.624
Total de caixa e equivalentes de caixa	**3.271**	**12.727**

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

PÚBLICA

Os principais usos destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram para pagamento de dividendos e recompra de ações de US$ 18.784, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de US$ 16.349, bem como para realização de investimentos no montante de US$ 14.644.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de US$ 37.984 captações no valor de US$ 2.129, recebimentos pela venda de ativos e de participações societárias de US$ 863 e compensação financeira por acordos de coparticipação de US$ 397.

Prática contábil para caixa e equivalentes de caixa

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

8.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2024			31.12.2023		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	531	–	531	926	–	926
Custo amortizado - CDB e time deposits	2.263	2.006	4.269	4.249	–	4.249
Custo amortizado - Outros	45	–	45	53	–	53
Total	**2.839**	**2.006**	**4.845**	**5.228**	**–**	**5.228**
Circulante	2.257	2.006	4.263	2.819	–	2.819
Não circulante	582	–	582	2.409	–	2.409

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

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

Prática contábil para títulos e valores mobiliários

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

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

- Valor justo por meio do resultado – ativos financeiros cujo objetivo da Companhia seja recebimento pela venda. São apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização.

PÚBLICA

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da Companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 13.

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

	2024	2023	2022
Diesel	27.522	32.260	40.149
Gasolina	12.692	14.309	16.175
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.166	3.506	5.121
Querosene de aviação (QAV)	4.518	5.015	5.423
Nafta	1.869	1.837	2.396
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	976	1.158	1.411
Outros derivados de petróleo	4.273	4.428	5.536
Subtotal de derivados de petróleo	**55.016**	**62.513**	**76.211**
Gás natural	4.707	5.632	7.673
Petróleo	4.334	5.475	7.719
Renováveis e nitrogenados	223	94	283
Receitas de direitos não exercidos (*breakage*)	439	860	669
Energia elétrica	744	657	694
Serviços, agenciamentos e outros	812	1.059	1.043
Mercado interno	**66.275**	**76.290**	**94.292**
Exportações	24.251	25.012	27.497
Petróleo	18.290	18.447	19.332
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	4.775	5.114	7.399
Outros derivados de petróleo e outros produtos	1.186	1.451	766
Vendas no exterior [1]	890	1.107	2.685
Mercado externo	**25.141**	**26.119**	**30.182**
Receitas de vendas	**91.416**	**102.409**	**124.474**

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

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

	2024	2023	2022
Mercado interno	**66.275**	**76.290**	**94.292**
China	7.701	7.232	6.389
Américas (exceto Estados Unidos)	3.610	4.846	7.166
Europa	5.440	5.534	5.932
Ásia (ex-China e Cingapura)	1.989	1.447	1.505
Estados Unidos	3.471	3.924	4.914
Cingapura	2.883	3.063	4.271
Outros	47	73	5
Mercado externo	**25.141**	**26.119**	**30.182**
Receitas de vendas	**91.416**	**102.409**	**124.474**

PÚBLICA

Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), representam, individualmente, 15% e 10% da receita da Companhia. No mesmo período de 2023, as receitas de dois clientes do mesmo segmento representavam, individualmente, 16% e 11% das receitas da Companhia, e em 2022, as receitas de dois clientes do mesmo segmento representavam, individualmente, 15% e 11% das receitas da Companhia.

9.2. Obrigações de desempenho restantes

A Companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2024, com prazos superiores a um ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2024, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2024 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	10.466	88	10.554
Diesel	22.885	–	22.885
Gás natural	6.584	26.764	33.348
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	2.929	–	2.929
Serviços e outros	1.416	917	2.333
Etanol, nitrogenados e renováveis	47	–	47
Nafta	1.379	–	1.379
Eletricidade	270	3.736	4.006
Outros derivados de petróleo	1.448	2.250	3.698
Querosene de aviação (QAV)	991	–	991
Mercado externo			
Exportações	2.815	2.685	5.500
Total	**51.230**	**36.440**	**87.670**

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

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

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

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui US$ 64 (US$ 115 em 2023) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de take e ship or pay, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

PÚBLICA

Prática contábil para receita de vendas

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

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

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

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

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

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

10. Custos e despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2024	2023	2022
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados [1]	**(22.368)**	**(21.912)**	**(33.196)**
Compras e importações	**(16.278)**	**(16.198)**	**(26.609)**
Petróleo	(9.458)	(9.358)	(11.212)
Derivados	(5.080)	(4.649)	(8.869)
Gás natural	(1.740)	(2.191)	(6.528)
Serviços e outros	**(6.090)**	**(5.714)**	**(6.587)**
Depreciação, depleção e amortização	(9.777)	(10.779)	(10.514)
Participação governamental	(11.392)	(12.108)	(14.953)
Gastos com pessoal	(1.888)	(1.690)	(1.665)
Variação dos estoques	(19)	(1.946)	842
Total	**(45.444)**	**(48.435)**	**(59.486)**

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

PÚBLICA

10.2. Despesas de vendas

	2024	2023	2022
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(4.080)	(4.296)	(3.987)
Depreciação, depleção e amortização	(670)	(609)	(789)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	2	(22)	(58)
Gastos com pessoal	(126)	(111)	(97)
Total	**(4.874)**	**(5.038)**	**(4.931)**

10.3. Despesas gerais e administrativas

	2024	2023	2022
Gastos com pessoal	(1.204)	(1.036)	(865)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(495)	(435)	(362)
Depreciação, depleção e amortização	(146)	(123)	(105)
Total	**(1.845)**	**(1.594)**	**(1.332)**

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2024	2023	2022
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.617)	(2.205)	(1.834)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(2.584)	(1.195)	(225)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(2.196)	(1.172)	(1.015)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(996)	(797)	(1.362)
Programas de remuneração variável [1]	(932)	(1.011)	(678)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(260)	(18)	3
Relações institucionais e projetos culturais	(224)	(156)	(103)
Despesas operacionais com termelétricas	(221)	(189)	(150)
Despesas com multas contratuais recebidas	(136)	(199)	(91)
Indenizações por distratos de contratos de afretamento de embarcação	(19)	(331)	(13)
Acordo Coletivo de Trabalho	(8)	(217)	–
Resultado com derivativos de *commodities*	42	11	(256)
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	60	109	96
Subvenções e assistências governamentais	161	315	471
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	219	238	105
Resultado com alienações e baixa de ativos	228	1.295	1.144
Multas aplicadas a fornecedores	249	239	228
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	259	284	4.286
Resultado de atividades não fim	261	170	168
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	349	415	629
Resultados com operações em parcerias de E&P	493	571	683
Outros	(21)	(188)	(264)
Total	**(7.893)**	**(4.031)**	**1.822**

(1) Composto por Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Programa de Prêmio por Desempenho (PRD), conforme nota explicativa 18.

PÚBLICA

12. Resultado financeiro líquido

	2024	2023	2022
Receitas Financeiras	**1.954**	**2.169**	**1.832**
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.507	1.657	1.159
Outros	447	512	673
Despesas Financeiras	**(5.957)**	**(3.922)**	**(3.500)**
Despesas com financiamentos	(2.146)	(2.264)	(2.363)
Despesas com arrendamentos	(2.265)	(1.785)	(1.340)
Encargos financeiros capitalizados	1.570	1.290	1.032
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(1.000)	(857)	(519)
Adesão à transação tributária [1]	(1.785)	–	–
Outros	(331)	(306)	(310)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	**(11.104)**	**(580)**	**(2.172)**
Variações cambiais [2]	(8.459)	2.268	1.022
Real x Dólar	(8.503)	2.396	1.089
Outras moedas	44	(128)	(67)
Reclassificação do *hedge accounting* [2]	(2.992)	(3.763)	(4.871)
Adesão à Transação Tributária [1]	(267)	–	–
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(282)	(299)	994
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	–	236	–
Atualização monetária de impostos a recuperar	92	204	86
Outros	804	774	597
Total	**(15.107)**	**(2.333)**	**(3.840)**

(1) Para mais informações vide nota explicativa 17.
(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.4.1.a e 33.4.1. c.

PÚBLICA

13. Informações por Segmento

13.1. Informações por Segmento Resultado

Resultados Consolidados por Área de Negócio

	2024					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	60.516	85.281	9.518	319	(64.218)	91.416
Intersegmentos	60.208	1.035	2.969	6	(64.218)	–
Terceiros	308	84.246	6.549	313	–	91.416
Custo dos produtos vendidos	(24.823)	(78.836)	(5.031)	(294)	63.540	(45.444)
Lucro bruto	35.693	6.445	4.487	25	(678)	45.972
Despesas	(7.639)	(3.257)	(3.497)	(4.703)	–	(19.096)
Vendas	(1)	(1.928)	(2.936)	(9)	–	(4.874)
Gerais e administrativas	(64)	(356)	(115)	(1.310)	–	(1.845)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(913)	–	–	–	–	(913)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(629)	(6)	(4)	(150)	–	(789)
Tributárias	(692)	(47)	(18)	(494)	–	(1.251)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(1.244)	(300)	–	13	–	(1.531)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(4.096)	(620)	(424)	(2.753)	–	(7.893)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	28.054	3.188	990	(4.678)	(678)	26.876
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(15.107)	–	(15.107)
Resultado de participações em investidas por	76	(780)	80	(3)	–	(627)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	28.130	2.408	1.070	(19.788)	(678)	11.142
Imposto de renda e contribuição social	(9.540)	(1.084)	(335)	7.190	232	(3.537)
Lucro (prejuízo) líquido do ano	**18.590**	**1.324**	**735**	**(12.598)**	**(446)**	**7.605**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	18.593	1.324	682	(12.625)	(446)	7.528
Acionistas não controladores	(3)	–	53	27	–	77

PÚBLICA

	2023					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	66.880	94.868	11.109	365	(70.813)	102.409
Intersegmentos	66.113	1.404	3.285	11	(70.813)	–
Terceiros	767	93.464	7.824	354	–	102.409
Custo dos produtos vendidos	(27.239)	(85.699)	(5.685)	(370)	70.558	(48.435)
Lucro bruto	39.641	9.169	5.424	(5)	(255)	53.974
Despesas	(5.615)	(4.086)	(3.384)	(2.857)	1	(15.941)
Vendas	(12)	(2.156)	(2.838)	(33)	1	(5.038)
Gerais e administrativas	(74)	(327)	(80)	(1.113)	–	(1.594)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(982)	–	–	–	–	(982)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(569)	(16)	(3)	(138)	–	(726)
Tributárias	(454)	(27)	(49)	(360)	–	(890)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(2.105)	(524)	(81)	30	–	(2.680)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.419)	(1.036)	(333)	(1.243)	–	(4.031)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	34.026	5.083	2.040	(2.862)	(254)	38.033
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(2.333)	–	(2.333)
Resultado de participações em investidas por	(7)	(318)	10	11	–	(304)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	34.019	4.765	2.050	(5.184)	(254)	35.396
Imposto de renda e contribuição social	(11.571)	(1.729)	(693)	3.506	86	(10.401)
Lucro (prejuízo) líquido do ano	**22.448**	**3.036**	**1.357**	**(1.678)**	**(168)**	**24.995**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	22.453	3.036	1.286	(1.723)	(168)	24.884
Acionistas não controladores	(5)	–	71	45	–	111

PÚBLICA

	2022					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	77.890	113.531	15.068	511	(82.526)	124.474
Intersegmentos	76.579	1.950	3.991	6	(82.526)	–
Terceiros	1.311	111.581	11.077	505	–	124.474
Custo dos produtos vendidos	(30.465)	(99.154)	(10.518)	(522)	81.173	(59.486)
Lucro bruto	47.425	14.377	4.550	(11)	(1.353)	64.988
Despesas	907	(3.132)	(2.965)	(2.671)	(13)	(7.874)
Vendas	(22)	(1.841)	(2.979)	(76)	(13)	(4.931)
Gerais e administrativas	(46)	(275)	(62)	(949)	–	(1.332)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(887)	–	–	–	–	(887)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(678)	(6)	(5)	(103)	–	(792)
Tributárias	(79)	(31)	(44)	(285)	–	(439)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de	(1.218)	(97)	1	(1)	–	(1.315)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	3.837	(882)	124	(1.257)	–	1.822
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	48.332	11.245	1.585	(2.682)	(1.366)	57.114
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(3.840)	–	(3.840)
Resultado de participações em investidas por	170	3	83	(5)	–	251
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	48.502	11.248	1.668	(6.527)	(1.366)	53.525
Imposto de renda/contribuição social	(16.433)	(3.822)	(540)	3.559	466	(16.770)
Lucro (prejuízo) do ano	**32.069**	**7.426**	**1.128**	**(2.968)**	**(900)**	**36.755**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	32.073	7.426	1.038	(3.014)	(900)	36.623
Acionistas não controladores	(4)	–	90	46	–	132

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

	2024				
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Plano de pensão e saúde (inativos)	–	–	–	(2.196)	(2.196)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.419)	(80)	(98)	(20)	(2.617)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(2.584)	–	–	–	(2.584)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(386)	(411)	(30)	(169)	(996)
Despesas operacionais com termelétricas	–	–	(221)	–	(221)
Programa de remuneração variável	(407)	(227)	(47)	(251)	(932)
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	5	79	132	3	219
Resultado com alienações e baixa de ativos	234	51	18	(75)	228
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	259	–	–	–	259
Outros	1.202	(32)	(178)	(45)	947
Total	**(4.096)**	**(620)**	**(424)**	**(2.753)**	**(7.893)**

PÚBLICA

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

	2023				
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Plano de pensão e saúde (inativos)	–	–	–	(1.172)	(1.172)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.105)	(21)	(52)	(27)	(2.205)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.195)	–	–	–	(1.195)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(300)	(391)	(9)	(97)	(797)
Despesas operacionais com termelétricas	–	–	(189)	–	(189)
Programa de remuneração variável	(416)	(268)	(53)	(274)	(1.011)
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	4	40	192	2	238
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.370	(35)	(48)	8	1.295
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	284	–	–	–	284
Outros	939	(361)	(174)	317	721
Total	**(1.419)**	**(1.036)**	**(333)**	**(1.243)**	**(4.031)**

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

	2022				
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Plano de pensão e saúde (inativos)	–	–	–	(1.015)	(1.015)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(1.743)	(23)	(31)	(37)	(1.834)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(225)	–	–	–	(225)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(461)	(428)	(72)	(401)	(1.362)
Despesas operacionais com termelétricas	–	–	(150)	–	(150)
Programa de remuneração variável	(279)	(144)	(36)	(219)	(678)
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	2	32	70	1	105
Resultado com alienações e baixa de ativos	868	100	164	12	1.144
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	4.286	–	–	–	4.286
Outros	1.389	(419)	179	402	1.551
Total	**3.837**	**(882)**	**124**	**(1.257)**	**1.822**

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

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
2024	9.292	2.495	557	135	12.479
2023	10.230	2.410	525	115	13.280
2022	10.415	2.248	448	107	13.218

PÚBLICA

13.2. Informações por Segmento Ativo

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2024						
Circulante	2.697	9.017	379	13.923	(4.180)	21.836
Não circulante	122.854	18.708	4.881	13.366	–	159.809
Realizável a longo prazo	7.056	2.217	91	11.246	–	20.610
Investimentos	299	114	182	64	–	659
Imobilizado	113.761	16.257	4.541	1.726	–	136.285
Em operação	91.895	14.828	3.936	1.242	–	111.901
Em construção	21.866	1.429	605	484	–	24.384
Intangível	1.738	120	67	330	–	2.255
Ativo Total	**125.551**	**27.725**	**5.260**	**27.289**	**(4.180)**	**181.645**
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2023						
Circulante	2.804	11.002	370	23.547	(5.278)	32.445
Não circulante	136.064	23.800	6.406	18.352	–	184.622
Realizável a longo prazo	9.028	2.068	83	15.619	–	26.798
Investimentos	344	811	145	58	–	1.358
Imobilizado	124.254	20.786	6.101	2.283	–	153.424
Em operação	108.405	18.128	3.605	1.770	–	131.908
Em construção	15.849	2.658	2.496	513	–	21.516
Intangível	2.438	135	77	392	–	3.042
Ativo Total	**138.868**	**34.802**	**6.776**	**41.899**	**(5.278)**	**217.067**

Prática contábil para operações por segmento

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

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

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

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

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

PÚBLICA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d) Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição. 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).

PÚBLICA

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2024	31.12.2023
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	3.779	6.038
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 34.1)	117	140
Subtotal	3.896	6.178
Outras contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	1.677	2.162
Arrendamentos	298	352
Outras	592	627
Partes relacionadas		
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	–	278
Subtotal	2.567	3.419
Total do contas a receber	**6.463**	**9.597**
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.639)	(1.613)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(2)	(2)
Total do contas a receber, líquidas	**4.822**	**7.982**
Circulante	3.566	6.135
Não circulante	1.256	1.847

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2024 totalizou US$ 416 (US$ 503 em 31 de dezembro de 2023).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao *earnout* dos campos de Atapu e Sépia no montante de US$ 508 (US$ 611, em 31 de dezembro de 2023), pelas vendas do campo de Roncador de US$ 353 (US$ 360, em 31 de dezembro de 2023), e do Polo Potiguar, US$ 217 (US$ 265, em 31 de dezembro de 2023) e do campo de Albacora Leste de US$ 174 (US$ 60, em 31 de dezembro de 2023).

Em 26 de junho de 2024, a segunda e última parcela dos precatórios oriundos das contas petróleo e álcool, foi liberada para a Companhia. Desta forma, o valor de US$ 224, em 31 de dezembro de 2024, passou a compor garantia em processo fiscal.

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

PÚBLICA

14.2. *Aging* do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2024		31.12.2023	
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	4.513	(168)	6.948	(34)
Vencidos:				
Até 3 meses (1)	213	(75)	472	(43)
De 3 a 6 meses	63	(23)	19	(10)
De 6 a 12 meses	30	(18)	63	(57)
Acima de 12 meses	1.527	(1.355)	1.677	(1.469)
Total	**6.346**	**(1.639)**	**9.179**	**(1.613)**

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

14.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

Movimentação	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	1.615	1.536
Adições	328	170
Baixas	(12)	(66)
Reversões	(62)	(94)
Ajuste de Conversão	(228)	69
Saldo Final	**1.641**	**1.615**
Circulante	305	285
Não circulante	1.336	1.330

Prática contábil para contas a receber

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

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

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário, tais como a existência de garantias contratuais ou financeiras, que podem impactar o risco do crédito e consequentemente na utilização dos percentuais da matriz de risco.

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

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

15. Estoques

	31.12.2024	31.12.2023
Petróleo	2.645	3.375
Derivados de petróleo	2.161	2.196
Intermediários	424	635
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	101	78
Biocombustíveis	22	13
Fertilizantes	1	1
Total produtos	5.354	6.298
Materiais, suprimentos e outros	1.356	1.383
Total	**6.710**	**7.681**

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

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

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

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

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

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

Em 2024, a Companhia reconheceu uma reversão de US$ 42 no custo de vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma reversão de US$ 7 do custo de vendas em 2023) devido principalmente a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e derivados.

PÚBLICA

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia havia dado volumes de petróleo bruto e derivados em garantia do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos planos de Pensão PPSP-R, PPSP R pré 70 e PPSP NR pré 70, firmado entre a Petrobras e a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros em 2008, no valor estimado de US$ 761 (US$ 986 em 31 de dezembro de 2023).

Prática contábil para estoques

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

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

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

16. Fornecedores

	31.12.2024	31.12.2023
Terceiros no país	3.657	3.624
Terceiros no exterior	2.409	1.176
Partes relacionadas	16	13
Saldo total	**6.082**	**4.813**

Risco Sacado

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de US$ 134 (US$ 110 em 31 de dezembro de 2023), com prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 57 dias em 2023), após atendidas as condições comerciais contratadas.

PÚBLICA

17. Tributos

17.1. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tributos Correntes

	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
No país						
Tributos sobre o lucro [1]	405	199	698	989	330	–
Programas de regularização de débitos federais	–	–	49	58	200	299
	405	**199**	**747**	**1.047**	**530**	**299**
No exterior	6	19	653	253	–	–
Total	**411**	**218**	**1.400**	**1.300**	**530**	**299**

(1) Inclui tratamentos fiscais incertos (vide item 17.1.1).

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

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

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

PÚBLICA

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

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

	2024	2023	2022
Lucro do exercício antes dos impostos	11.142	35.396	53.525
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(3.787)	(12.036)	(18.197)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
Juros sobre capital próprio	1.319	1.329	1.234
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	969	579	822
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (1)	(502)	(530)	(763)
Incentivos fiscais	101	303	187
Efeitos da taxação mínima entre países - Pillar II	(91)	–	–
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior (2)	(92)	–	–
Prejuízos fiscais (3)	93	23	221
Adesão à transação tributária (4)	(145)	–	–
Benefício pós emprego (5)	(1.280)	(348)	(394)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	(233)	(88)	87
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários	113	54	33
Outros	(2)	313	–
Imposto de renda e contribuição social	**(3.537)**	**(10.401)**	**(16.770)**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.046	(876)	(906)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(7.583)	(9.525)	(15.864)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	31,7%	29,4%	(31,3)%

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

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

(3) A Petrobras reconheceu prejuízo fiscal de IRPJ e base de cálculo negativa da CSLL cedidos por controlada no valor de US$ 53, no âmbito do programa de autorregularização incentivada de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil (Lei nº 14.740/23 e da Instrução Normativa RFB nº 2.168/23), para liquidar débito no montante de US$ 112, sendo US$ 59 com pagamento à vista.

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

(5) Inclui tratamentos fiscais incertos, vide item 17.1.1.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2024	2023
Saldo inicial	**(9.945)**	**(5.918)**
Reconhecido no resultado	4.046	(876)
Reconhecido no patrimônio líquido	3.920	(2.559)
Ajuste de conversão	1.439	(602)
Utilização de créditos tributários	(6)	–
Outros	(2)	10
Saldo final	**(548)**	**(9.945)**

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

PÚBLICA

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2024	31.12.2023
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(6.286)	(6.296)
Imobilizado - *Impairment*	Amortização, baixa de ativos e reversão *impairment*	3.462	4.203
Imobilizado Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(8.518)	(9.369)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(16.043)	(18.784)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	2.636	(2.479)
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	10.829	9.240
Provisão para desmantelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	9.118	8.010
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	818	954
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	976	1.140
Estoques	Venda, baixa e perda	424	411
Benefícios concedidos a empregados, principalmente	Pagamento e reversão da provisão	1.191	2.036
Outros		845	989
Total		**(548)**	**(9.945)**
Impostos diferidos ativos		922	965
Impostos diferidos passivos		(1.470)	(10.910)

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PN 2025-2029, que tem como pilares o controle do endividamento, investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal e sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os *stakeholders*.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções do PN 2025-2029.

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

	Ativos	Passivos
2025	125	(635)
2026	53	(1.070)
2027	56	(809)
2028	76	685
2029	64	705
2030 em diante	548	2.594
Parcela registrada contabilmente	**922**	**1.470**

Adicionalmente, a Companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	Ativos	
	31.12.2024	31.12.2023
País	4	368
Exterior	635	780
Parcela não registrada contabilmente	**639**	**1.148**

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

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

PÚBLICA

	2026-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	sem data de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	14	147	292	130	52	635

17.1.1. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando US$ 767 (US$ 330 em 2023), relacionados principalmente à dedução de valores pagos na base de cálculo do IRPJ e da CSLL no país, bem como à incidência de Corporate Income Tax (CIT) sobre transações no exterior, relacionados a processos judiciais e administrativos. Adicionalmente, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos não provisionados no balanço patrimonial, no país e exterior, de tributos sobre o lucro, no montante de US$ 5.229 (US$ 6.982 em 2023), relacionados a processos judiciais e administrativos, conforme detalhado na nota explicativa 19.3.

A Companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de US$ 4.274 (US$ 4.063 em 2023), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários, portanto, a Companhia entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais, assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária, incluindo tribunais judiciais.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2024, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de US$ 10.270 (US$ 11.375 em 2023), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

Prática contábil para imposto de renda e contribuição social diferidos

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

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

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

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

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos

PÚBLICA

e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária, na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

17.2. Impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante [1]	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	461	592	599	607	916	1.032	–	–
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido [2]	1.043	304	2.044	2.876	373	265	134	141
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	–	–	590	733	–	–	–	–
Participação especial/Royalties	–	–	–	–	1.509	2.094	87	145
Imposto de renda e contribuição social	–	–	–	–	294	272	–	–
Outros	45	58	344	290	169	443	80	90
Total no Brasil	1.549	954	3.577	4.506	3.261	4.106	301	376
Impostos no exterior	6	6	24	10	23	60	–	–
Total	**1.555**	**960**	**3.601**	**4.516**	**3.284**	**4.166**	**301**	**376**

(1) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".
(2) Em 2024, o saldo do ativo circulante aumentou em função de valores de PIS e COFINS diferido reclassificados do ativo não circulante, bem como pelos créditos fiscais provenientes dos débitos incluídos na transação tributária, vide nota 17.3.

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

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços destinados a ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal permite o seu aproveitamento somente após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil (RFB) transmitidos de 2017 até 2024 para o qual a Companhia vem ajuizando ações judiciais para imprimir celeridade aos processos de análise pela Receita Federal do Brasil, dos quais foram homologados e utilizados nas apurações correntes de 2024 o montante de US$ 62.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. As participações governamentais são compostas pelos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área, incluindo os valores referentes ao acordo com a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais (royalties e participação especial) relativas à produção de petróleo no Campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

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

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Aquelas relativas à sua empresa incorporada (duas ações oriundas da sua subsidiária Petroquisa) já foram pagas pela União. Com relação aos dois processos remanescentes, ambos contam com laudos favoráveis, sendo que, em um deles, a União indicou concordância com parte relevante do valor, tendo sido proferida sentença ainda sujeita a recurso. O segundo, de maior valor, aguarda pronunciamento judicial a respeito de requerimento da União de realização de nova perícia para liquidação dos valores devidos à Petrobras.

PÚBLICA

17.3. Adesão à Transação Tributária

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

O Edital permitiu a regularização de débitos relativos à incidência de CIDE, PIS e COFINS, de 2008 a 2013, no valor atualizado de US$ 8.087 na data da adesão em 28 de junho de 2024. Maiores informações sobre o saldo do contencioso relacionado à incidência de tributos sobre remessas ao exterior, que inclui a matéria relacionada à CIDE, PIS e COFINS, conforme nota explicativa 19.3 – Processos judiciais e contingências – Processos não provisionados.

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

O edital previa um desconto de 65% sobre o valor total do débito, após a conversão de depósitos judiciais em pagamento definitivo. Desta forma, em 28 de junho de 2024, foi reconhecido passivo de CIDE, PIS e COFINS, referente à adesão ao Edital, no montante de US$3.571, cuja movimentação, registrada em Impostos e Contribuições, é a seguinte:

	31.12.2024
Adesão ao Programa	3.571
Utilização de depósitos judiciais	(1.197)
Utilização de crédito fiscal de controladas	(233)
Atualização monetária - Selic	47
Pagamento da entrada na adesão e das parcelas mensais (efeito caixa)	(2.154)
Ajuste acumulado de conversão	(34)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**-**

Como parte dessa transação tributária está relacionada a projetos em que a Companhia atua em parceria nos consórcios de E&P, a Petrobras negociou com os parceiros para ressarcimento da parcela correspondente às suas respectivas participações no montante de US$ 476, reconhecidos e recebidos em 2024.

PÚBLICA

Efeitos da transação no resultado do período

	Jan-Dez/2024
Principal e multas	1.640
Atualização monetária e juros na adesão	2.043
Total da adesão tributária [1]	**3.683**
Crédito fiscal de PIS e COFINS [2]	(538)
Crédito fiscal de controladas	(240)
Despesas de atualização de depósitos judiciais, tributos sobre créditos fiscais e outras	289
Imposto de renda e contribuição social [3]	(932)
Efeito antes do ressarcimento de parceiros em joint ventures	**2.262**
Ressarcimentos aprovados até 31 de dezembro de 2024 por parceiros em joint ventures	(476)
Imposto de renda e contribuição social [3]	143
Efeito total no resultado	**1.929**
Despesa tributária	669
Resultado financeiro líquido	2.050
Imposto de renda e contribuição social	(789)
Efeito total no resultado	**1.930**

(1) Valores divergem da tabela anterior devido a diferenças nas taxas de câmbio na conversão dos passivos (taxa de fechamento) e nas taxas de câmbio médias de receitas e despesas (taxa média).

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

(3) Efeito fiscal decorrente da transação tributária.

17.4. Tributação Mínima Global (Pillar II)

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

18. Benefícios a empregados

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

	31.12.2024	31.12.2023
Passivo		
Benefícios de curto prazo	1.517	1.986
Benefícios rescisórios	72	143
Benefícios pós emprego	11.398	16.382
Total	**12.987**	**18.511**
Circulante	2.315	2.932
Não Circulante	10.672	15.579

18.1. Benefícios de Curto Prazo

	31.12.2024	31.12.2023
Participação nos lucros ou resultados	384	605
Programa prêmio por desempenho	349	464
Provisão de férias	519	574
Salários, encargos e outras provisões	265	343
Total	**1.517**	**1.986**
Circulante	1.486	1.944
Não circulante (1)	31	42

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

A Companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

Custeio/Despesas na demonstração de resultado	2024	2023	2022
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(3.652)	(3.478)	(3.006)
Honorários e encargos de Administradores	(14)	(14)	(14)
Programas de remuneração variável (1)	(932)	(1.011)	(678)
Programa de prêmio por desempenho - PRD (2)	(468)	(416)	(547)
Participações nos lucros ou resultados - PLR (2)	(464)	(595)	(131)
Total	**(4.598)**	**(4.503)**	**(3.698)**

(1) Inclui valores de complemento de provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

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

18.1.1. Programas de remuneração varável

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

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

Participação nos Lucros ou Resultados (PLR)

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

PÚBLICA

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

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

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

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

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de US$ 577 referente a PLR, considerando o regramento e os limites individuais de acordo com a remuneração de cada empregado; e

- Provisionou o valor de US$ 464 (US$ 591 em 2023) referente ao exercício de 2024, registrado em outras despesas operacionais.

Programa de prêmio por desempenho - PRD

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

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

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de US$ 412 referente aos programas de prêmio, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da Companhia e o desempenho individual dos empregados, sendo US$ 412 referente aos programas anteriores PPP e PRD e US$ 86 como adiantamento realizado em dezembro do PRD de 2024; e

- Provisionou o valor de US$ 468 (US$ 415 em 2023), registrado em outras despesas operacionais, incluindo o programa de prêmio vigente da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas.

Prática contábil para programas de remuneração variável (PLR e PRD)

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

PÚBLICA

18.2. Benefícios rescisórios

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

Programa de Desligamento Voluntário

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de US$ 72 corresponde a 743 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027, além da segunda parcela de 23 empregados desligados.

18.3. Benefícios pós emprego

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

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

	31.12.2024	31.12.2023
Passivo		
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	7.499	9.662
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	2.289	4.221
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	779	1.338
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	395	519
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	379	461
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	57	181
Total	**11.398**	**16.382**
Circulante	808	907
Não circulante	10.590	15.475

18.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de Saúde

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

PÚBLICA

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

Os empregados, aposentados e pensionistas realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de grande risco e contribuições variáveis referentes ao custo dos demais procedimentos médicos e odontológicos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas a partir de parâmetros, como o salário e faixas de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso ou aquisição e entrega em domicílio, com coparticipação dos beneficiários.

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

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

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

Revisão intermediária do plano de saúde

A revisão intermediária do benefício pós-emprego no 2º trimestre de 2024 resultou num aumento do passivo de US$ 127, em contrapartida de: (i) US$ 1.291 de despesa no resultado pelo custo do serviço passado decorrente da alteração do benefício; (ii) US$ 1.265 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, pela revisão das premissas atuariais, principalmente pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre o passivo do plano de 5,45% para 6,48% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente) e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH de 13,11% para 12,70% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente); e (iii) US$ 3 de ganho com os ajustes de conversão.

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

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2024, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado na nota 18.3.2.

Planos de pensão

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

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

PÚBLICA

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

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

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

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

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

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

O Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela Companhia em julho de 1970, foi cindido em 2018 nos planos PPSP-R e PPSP-NR. Em 1º de janeiro de 2020, os planos PPSP-R e PPSP-NR foram cindidos e deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

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

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

PÚBLICA

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Modalidade	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]	Contribuição definida
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na Companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela Companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à Companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na Companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela Companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à Companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados provenientes de novos concursos ou que se deslocaram de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a opção exercida pelo	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.		Principalmente, com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais de benefício definido (vitalício) atualizados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela Companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.

PÚBLICA

Plano de equacionamento de Déficit – PED [1]	Implementação do PED do exercício de 2021 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 17 de março de 2023.	PPSP-R Pré-70	Implementação do PED do exercício de 2022 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/24, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 09 de abril de 2024	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
Instrumento Particular de Confissão de Dívida [PED 2015] – referente às contribuições extraordinárias patronais não realizadas anteriormente por causa de liminares judiciais (1)	Obrigações financeiras com saldo de US$89 em 31/12/2024.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de US$32 em 31/12/2024.	N/A	N/A	N/A
Termo de Compromisso Financeiro-TCF (acordos de dívida) assumido pela Companhia para fazer face aos déficits dos planos [1]	Obrigações financeiras com saldo de US$93 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras com saldo de US$475 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de US$410 em 31/12/2024.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento planejado em 2028.					

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

Revisão anual dos planos de pensão

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

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

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da Companhia líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 18.3.6.

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

PÚBLICA

	2024				
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	9.992	3.233	874	7.498	21.597
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(7.308)	(2.075)	(816)	–	(10.199)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2024	**2.684**	**1.158**	**58**	**7.498**	**11.398**
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2024	**4.740**	**1.799**	**181**	**9.662**	**16.382**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**399**	**153**	**13**	**2.369**	**2.934**
Custo do serviço passado [2]	–	–	–	1.291	1.291
Custo do serviço corrente	10	2	–	198	210
Custo dos juros líquidos	389	151	13	880	1.433
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(1.053)**	**(281)**	**(84)**	**(1.861)**	**(3.279)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais [2]	(1.053)	(281)	(84)	(1.861)	(3.279)
Efeito caixa	**(382)**	**(121)**	**(13)**	**(485)**	**(1.001)**
Pagamento de contribuições	(355)	(108)	(13)	(485)	(961)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(27)	(13)	–	–	(40)
Outros movimentos	**(1.020)**	**(392)**	**(39)**	**(2.187)**	**(3.638)**
Ajustes de conversão	(1.020)	(392)	(39)	(2.187)	(3.638)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**2.684**	**1.158**	**58**	**7.498**	**11.398**

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

	2023				
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	14.941	4.806	1.357	9.662	30.766
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(10.201)	(3.007)	(1.176)	–	(14.384)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2023	**4.740**	**1.799**	**181**	**9.662**	**16.382**
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2023	**3.890**	**1.380**	**163**	**5.813**	**11.246**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**490**	**169**	**30**	**853**	**1.542**
Custo do serviço corrente	11	2	10	144	167
Custo dos juros líquidos	479	167	20	709	1.375
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	**433**	**253**	**(14)**	**2.902**	**3.574**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais [2]	433	253	(14)	2.902	3.574
Efeito caixa	**(385)**	**(115)**	**(12)**	**(415)**	**(927)**
Pagamento de contribuições	(357)	(103)	(12)	(415)	(887)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(28)	(12)	–	–	(40)
Outros movimentos	**312**	**112**	**14**	**509**	**947**
Outros	–	–	–	1	1
Ajustes de conversão	312	112	14	508	946
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2023	**4.740**	**1.799**	**181**	**9.662**	**16.382**

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.
(2) Inclui o complemento de US$ 109 referente ao exercício de 2022.

PÚBLICA

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

2024

	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor presente das obrigações no início do exercício	**14.941**	**4.806**	**1.357**	**9.662**	**30.766**
Reconhecido no resultado	**1.241**	**397**	**112**	**2.369**	**4.119**
Custo dos juros	1.231	395	112	880	2.618
Custo do serviço	10	2	–	1.489	1.501
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(1.949)**	**(577)**	**(233)**	**(1.861)**	**(4.620)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(8)	15	190	(464)	(267)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	–	–	7	1	8
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(1.941)	(592)	(430)	(1.398)	(4.361)
Outros	**(4.241)**	**(1.393)**	**(362)**	**(2.672)**	**(8.668)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)
Contribuições de participantes	24	5	16	–	45
Ajustes acumulados de conversão	(3.266)	(1.044)	(299)	(2.184)	(6.793)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**9.992**	**3.233**	**874**	**7.498**	**21.597**

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

2023

	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor presente das obrigações no início do exercício	**12.771**	**4.119**	**1.102**	**5.813**	**23.805**
Reconhecido no resultado	**1.559**	**496**	**141**	**853**	**3.049**
Custo dos juros	1.548	494	131	709	2.882
Custo do serviço	11	2	10	144	167
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**737**	**274**	**73**	**2.902**	**3.986**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (2)	(318)	(107)	(94)	54	(465)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	929	80	(1)	127	1.135
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras (2)	126	301	168	2.721	3.316
Outros	**(126)**	**(83)**	**41**	**94**	**(74)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.165)	(413)	(61)	(413)	(2.052)
Contribuições de participantes	25	6	9	–	40
Ajustes acumulados de conversão	1.014	324	93	507	1.938
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**14.941**	**4.806**	**1.357**	**9.662**	**30.766**

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.
(2) Inclui o complemento de US$ 109 referente ao exercício de 2022.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

A Petrobras possui quatro planos de previdência, PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, em fase de consumo do ativo garantidor, e um plano, o PP2, cuja maior parte dos participantes está na fase de acumulação de patrimônio.

A evolução do ativo garantidor reflete essas características dos planos, sendo resultado da entrada das contribuições e do resgate de patrimônio para pagamento de benefícios, além da influência da rentabilidade dos investimentos dos ativos.

PÚBLICA

2024	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**10.201**	**3.007**	**1.176**	**-**	**14.384**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**842**	**244**	**99**	**-**	**1.185**
Receita de Juros	842	244	99	-	1.185
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(896)**	**(296)**	**(149)**	**-**	**(1.341)**
Efeito caixa	**382**	**121**	**13**	**485**	**1.001**
Contribuições pagas pela Companhia	355	108	13	485	961
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	27	13	-	-	40
Outros movimentos	**(3.221)**	**(1.001)**	**(323)**	**(485)**	**(5.030)**
Contribuições de participantes	24	5	16	-	45
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)
Ajustes acumulados de conversão	(2.246)	(652)	(260)	3	(3.155)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**7.308**	**2.075**	**816**	**-**	**10.199**

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

2023	Planos de Pensão			Plano de saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	Total
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**8.881**	**2.739**	**939**	**-**	**12.559**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**1.069**	**327**	**111**	**-**	**1.507**
Receita de Juros	1.069	327	111	-	1.507
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**304**	**21**	**87**	**-**	**412**
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	304	21	87	-	412
Efeito caixa	**385**	**115**	**12**	**415**	**927**
Contribuições pagas pela Companhia	357	103	12	415	887
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	28	12	-	-	40
Outros movimentos	**(438)**	**(195)**	**27**	**(415)**	**(1.021)**
Contribuições de participantes	25	6	9	-	40
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(1.165)	(413)	(61)	(413)	(2.052)
Ajustes acumulados de conversão	702	212	79	(2)	991
Valor justo dos ativos dos planos no fim do exercício	**10.201**	**3.007**	**1.176**	**-**	**14.384**

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

Ativos do plano - gestão de investimentos

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

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

ii. para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.

Os ativos dos planos de pensão seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam uma diversificação, de forma a diminuir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente e utiliza um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência.

PÚBLICA

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

			2024		2023	
Categorias dos ativos dos planos	**Preços cotados em mercado ativo**	**Preços não cotados em mercado ativo**	**Valor justo total**	**%**	**Valor justo total**	**%**
Recebíveis	–	954	954	9%	1.466	10%
Renda fixa	1.780	6.150	7.930	78%	10.910	75%
Títulos públicos	5	6.148	6.153	–	9.450	–
Fundos de renda fixa	1.162	–	1.162	–	786	–
Outros investimentos	613	2	615	–	674	–
Renda variável	324	155	479	3%	945	5%
Ações à vista	324	–	324	–	735	–
Outros investimentos	–	155	155	–	210	–
Investimentos Estruturados	151	22	173	4%	216	4%
Imóveis	–	418	418	4%	541	4%
	2.255	**7.699**	**9.954**	**98%**	**14.078**	**98%**
Empréstimos a participantes	–	245	245	2%	306	2%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**2.255**	**7.944**	**10.199**	**100%**	**14.384**	**100%**

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2024, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de US$ 1 (US$ 1 em 2023), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US$ 21 (US 26 em 2023).

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

	Planos de Pensão			Plano de Saúde	
	PPSP-R (1)	**PPSP-NR (1)**	**Petros 2**	**Saúde Petrobras**	**Total**
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(34)	(10)	(2)	(692)	(738)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(365)	(143)	(11)	(1.677)	(2.196)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2024	**(399)**	**(153)**	**(13)**	**(2.369)**	**(2.934)**
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2023	**(490)**	**(169)**	**(30)**	**(853)**	**(1.542)**
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2022	**(457)**	**(129)**	**(33)**	**(609)**	**(1.228)**

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

18.3.3. Contribuições

No exercício de 2024, a Companhia contribuiu com o total de US$ 1.001 (US$ 927 no exercício de 2023) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 18.3.2. Adicionalmente, contribuiu com US$ 232 (US$ 232 no exercício de 2023) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e US$ 2 (US$ 2 no exercício de 2023) do plano PP3, que foram reconhecidas em custeio e resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP R pré-70, PPSP-NR pré-70 e parcela de risco do PP2, para 2025, somam US$ 432. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma US$ 232.

18.3.4. Fluxos de Caixa Esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2024.

PÚBLICA

					2024	2023
	Plano de Pensão			Plano de Saúde	Total	Total
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	A M S		
Até 1 ano	911	313	71	381	1.676	1.084
De 1 a 5 anos	3.820	1.221	286	1.909	7.236	8.955
De 6 a 10 anos	2.511	769	192	1.713	5.185	6.970
De 11 a 15 anos	1.593	458	126	1.293	3.470	5.112
Acima de 15 anos	1.157	472	199	2.202	4.030	8.645
Total	**9.992**	**3.233**	**874**	**7.498**	**21.597**	**30.766**

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

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

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

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Duração média ponderada da obrigação de benefício definido	9,71	6,52	9,51	6,45

18.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

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

PÚBLICA

					2024 Planos de Pensão	2024 Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	12,95%	12,95%	13,07%	13,07%	12,95%	12,93%
Taxa real de desconto	7,48%	7,48%	7,59%	7,59%	7,48%	7,46%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,16%	6,15%	n/a	6,15%	8,72%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,69% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria Assistidos: Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Experiência Invalidez PP-2 2022
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desagravada em	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens 56,86 Mulheres 55,75

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,09% para 2025 e atingindo 3,25% de 2029 em diante.
(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.
(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

					2023 Planos de Pensão	2023 Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,53%	9,52%	9,46%	9,46%	9,56%	9,56%
Taxa real de desconto	5,42%	5,41%	5,35%	5,35%	5,45%	5,45%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	4,89%	4,63%	4,89%	4,63%	7,07%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,11% a 3,75% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desagravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria. Assist: PPSP-R: Ex Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: PP2: Experiência Invalidez PP-2
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, desagravada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55	Homens - 58 anos Mulheres - 56	Homens - 56 anos Mulheres - 55	Homens - 58 anos Mulheres - 56	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e	Homens - 56 anos Mulheres - 55

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,90% para 2024 e atingindo 3,75% de 2031 em diante.
(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.
(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

PÚBLICA

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

18.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 100 bps na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obrigação atuarial	(1.045)	1.169	(722)	868	911	(762)
Custo do serviço e juros	(12)	6	(51)	61	150	(63)

Prática contábil para benefícios definidos pós-emprego

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

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

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

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

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

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

PÚBLICA

19. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências

19.1. Provisão para processos judiciais e administrativos

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

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) diversas ações trabalhistas individuais e coletivas; (ii) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR); e (iii) ações de terceirizados.

- Processos fiscais, incluindo: (i) multas por descumprimento de obrigações acessórias; (ii) não homologação de compensações de tributos federais, incluindo glosa de créditos de PIS/COFINS; e (iii) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.

- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iii) multas aplicadas pela ANP, em especial as relativas a sistemas de medição de produção.

- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da Companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	31.12.2024	31.12.2023
Processos trabalhistas	636	806
Processos fiscais	400	544
Processos cíveis	1.605	1.614
Processos ambientais	192	341
Total	**2.833**	**3.305**

	2024	2023
Saldo inicial	3.305	3.010
Adição, líquida de reversão	478	389
Utilização	(730)	(709)
Revisão de processos já provisionados e juros	541	376
Outros	16	(5)
Ajuste de conversão	(777)	244
Saldo final	**2.833**	**3.305**

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade da saída de recursos.

19.2. Depósitos Judiciais

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

PÚBLICA

Ativo não circulante	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	8.187	10.607
Trabalhistas	777	979
Cíveis	2.694	2.977
Ambientais e outros	90	183
Total	**11.748**	**14.746**

	2024	2023
Saldo inicial	14.746	11.053
Adição, líquido de reversão	1.010	1.735
Utilização (1)	(1.526)	(148)
Atualização financeira	737	1.167
Outros	9	(7)
Ajuste de conversão	(3.228)	946
Saldo final	**11.748**	**14.746**

(1) Inclui, em 2024, US$ 1.276 referente aos valores nominais dos depósitos utilizados na adesão à transação tributária, no segundo trimestre de 2024, sobre incidência da CIDE, do PIS e da Cofins sobre as remessas no exterior sobre contrato de afretamento de embarcações e plataformas conforme detalhado na nota explicativa 17.

A Companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a US$ 32, viabilizando a discussão judicial sem a necessidade de desembolso financeiro imediato.

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

A Companhia entende que o referido NJP permite maior previsibilidade de caixa e assegura a manutenção da regularidade fiscal federal. Em 31 de dezembro de 2024, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava US$ 2.158 (US$ 7.997 em 31 de dezembro de 2023), cuja redução se deve à adesão pela Companhia à transação tributária em junho de 2024.

19.3. Processos judiciais e administrativos

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

Em 31 de dezembro de 2024, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	21.307	37.189
Trabalhistas	6.465	10.150
Cíveis	10.910	11.455
Ambientais e outros	1.298	1.427
Total	**39.980**	**60.221**

19.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

As tabelas a seguir detalham as principais causas de natureza tributária, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas são classificadas como possíveis:

PÚBLICA

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza fiscal	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Autor: Receita Federal do Brasil.		
1) Lucro de controladas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e da CSLL. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da Companhia nos Tribunais Superiores. Em 2024, houve redução de multa de ofício e acréscimo da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	3.418	4.260
2) Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à adequação do assunto "PIS/COFINS – Glosa de créditos" e ao recebimento de novo auto de infração.	2.887	1.370
3) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações. Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A redução do valor em 2024 ocorreu em razão do pagamento dos processos que tratavam de CIDE e PIS/COFINS Importação, após adesão ao edital de transação tributária PGFN-RFB 6/2024, detalhada na nota explicativa 17.3 (Adesão à Transação Tributária). O valor remanescente do assunto se refere à incidência de IRRF, discussão ainda em andamento em um processo.	1.702	11.409
4) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento. Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Há duas decisões, uma favorável e outra desfavorável à Petrobras em primeira instância. Aguarda-se julgamento dos recursos da Companhia e da União Federal. Em 2024, a Companhia recebeu novo auto de infração, referente ao ano calendário de 2019. O acréscimo de valor foi compensado por decisão favorável à Petrobras, no processo referente ao ano calendário de 2017, proferida pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), que se tornou definitiva.	1.207	1.418
5) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias. Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Os Embargos à Execução estão em fase de produção de prova pericial. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, atualização monetária e recebimento de um novo auto de infração.	1.129	1.263
6) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos nas esferas administrativa e judicial. Em 2024, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novos autos de infração e inscrição em dívida ativa em um dos processos.	1.090	1.064
7) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ágio na aquisição de participações societárias. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em março de 2025, em um dos processos, o CARF decidiu a favor da Petrobras em uma reclamação relacionada ao ganho de capital decorrente da alienação de uma participação acionária.	313	578
8) Cobrança da CIDE - Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	436	544
9) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. A redução de valor, em 2024, se deu, em especial, pela transferência de valores para o assunto "Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS".	389	1.816
10) Dedução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, em função de decisão judicial, houve reclassificação parcial da expectativa de perda.	288	723
11) Incidência de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - Importação de embarcações por meio do Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, a redução se refere à reclassificação da expectativa de perda em alguns processos.	235	403
12) Aduaneiro - Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro.		

PÚBLICA

Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como inexatas nas declarações de importação.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	225	273
13) Contribuição Previdenciária Adicional para custeio de aposentadoria especial de empregados supostamente expostos a agentes nocivos.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu, em especial, pela reclassificação de assunto em um processo.	166	168
14) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável solidária.		
Situação atual: Aguarda-se julgamento de recurso da União, no CARF, em face de decisão administrativa de 1ª instância favorável à Companhia. Em 2024, houve a reclassificação da expectativa de perda do processo.	–	2.872
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
15) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	428	514
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ e BA.		
16) Exigência de ICMS sobre operações de saída de Líquido de Gás Natural - LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, ocorreu a reclassificação de expectativa para remota em um processo, em virtude de decisão judicial.	97	960
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE e RJ.		
17) ICMS - Importação exigido pelos estados.		
Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas.	298	355
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, MA, SP, RO, PE e RS.		
18) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.		
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração, compensado com redução relativa à adesão à programa de anistia do estado de Pernambuco.	1.058	1.257
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE e MT.		
19) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	870	1.027
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, BA, PB, SE, SP, ES, CE e PE.		
20) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	314	374
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP, PB e AL.		
21) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	747	913
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
22) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	244	299
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR e CE.		
23) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.	515	576
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, ES e GO.		
24) Apropriação de crédito de ICMS - Monofasia incidente na aquisição de mercadorias		
Situação atual: Os novos autos de infração, recebidos em 2024, estão em fase administrativa, aguardando julgamento de primeira instância.	634	–

PÚBLICA

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.		
25) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais. Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu em razão do ajuizamento de ações anulatórias pela Companhia em virtude do recebimento de diversas notas de lançamento, especialmente no estado do Rio de Janeiro.	544	197
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do AC, PA, AM, MA, BA, PB, PE, SE, TO, GO, MT, RJ, SP, SC e PR.		
26) ICMS - Substituição Tributária exigida pelos estados. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	188	223
Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.		
27) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	264	311
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
28) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	201	254
29) Processos diversos de natureza fiscal.	1.420	1.768
Total de processos de natureza fiscal	**21.307**	**37.189**

		Estimativa
Descrição dos processos de natureza trabalhista	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROs).		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu em março de 2024 que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que havia estabelecido critério diverso e firmado entendimento parcialmente contrário à Companhia. Como existiam várias ações judiciais em diversas fases processuais, a empresa acompanha a tramitação dos respectivos processos e promove os ajustes necessários nos valores e expectativas desse contencioso de acordo com as decisões que aplicam o precedente do STF. Em 2024, a redução se refere, em especial, a baixas de valores e transferências para perda remota decorrentes de decisões favoráveis à Petrobras que aplicaram o precedente do STF.	4.934	8.362
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.531	1.788
Total de processos de natureza trabalhista	**6.465**	**10.150**

PÚBLICA

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza cível	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
1) Processos relacionados a contratos para fornecimento de bens e serviços, com destaque para discussões acerca de desequilíbrio econômico-financeiro, descumprimento contratual, multas e encerramento antecipado de contratos. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	3.319	3.547
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento de participação especial (PE). Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2024, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras: a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participação especial foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º trimestre de 2019. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça, de modo que a arbitragem retomou seu trâmite; b) Baúna e Piracaba: a decisão que mantinha a suspensão da arbitragem foi revogada, estando o procedimento arbitral em curso; c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem; d) Berbigão e Sururu: houve decisão da ANP em 24 de janeiro de 2025 determinando a unificação dos campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos, operado pela Petrobras com 42,5% de participação. A decisão resulta no reporte da produção dos campos de Berbigão e Sururu em um único campo, majorando a alíquota aplicada no correspondente recolhimento de Participação Especial referente ao campo unificado, de forma retroativa à data de início da produção. Na mesma decisão, foi determinado que a Superintendência de Participações Governamentais da ANP apurasse o valor de Participações Governamentais considerando os campos unificados. A Companhia ainda não recebeu a nota de lançamento com a cobrança da ANP.	2.686	2.245
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.		
3) Ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária e juros.	1.946	2.225
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
4) Processos administrativos e judiciais que discutem: a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos; b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras. Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.863	2.214
Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra de ativos da Petrobras.		
5) Processos judiciais e arbitrais que discutem vendas de ativos realizadas pela Petrobras. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais e arbitrais diversas. Em 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão do recebimento de novos processos.	264	240
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	832	984
Total de processos de natureza cível	**10.910**	**11.455**

PÚBLICA

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza ambiental	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Autor: Diversos autores, com destaque para Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e órgãos ambientais, como IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, órgãos estaduais e municipais.		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para ação por supostos danos a pescadores em virtude das operações da Companhia, multas relativas às operações da Companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36. Em 2024, o acréscimo ocorreu, em especial, pela reclassificação parcial da expectativa de perda em uma ação.	1.298	1.427
Total de processos de natureza ambiental	**1.298**	**1.427**

19.3.2. RMNR - Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implantada pela Petrobras em 2007 por meio de negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovada em assembleias dos empregados, sendo a fórmula de cálculo do complemento dessa remuneração mínima adotada pela Companhia posteriormente questionada judicialmente por empregados e Sindicatos. O TST estabeleceu critério diverso do acordado e firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à Companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da Companhia, reconheceu em março de 2024 que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes.

A Companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF. Como existem ações judiciais em diversas fases processuais, a empresa acompanha a aplicação do precedente aos respectivos processos, os quais vêm sendo encerrados, conforme seus andamentos no Judiciário.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de provisões para processos judiciais referentes a RMNR é de US$ 88, enquanto os passivos contingentes totalizam US$ 4.934.

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

19.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdã, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Em 26 de maio de 2021, a Corte Distrital de Rotterdã decidiu que a ação coletiva deveria prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da Companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os interesses dos investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito em que adiantou os seguintes entendimentos: i) foram rejeitados os pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) o Tribunal (Corte) declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considere suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e luxemburguesa para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

PÚBLICA

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

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

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

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

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

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

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: o escopo da cláusula compromissória do Estatuto da Petrobras, a jurisdição das cortes holandesas, o escopo do acordo que encerrou a Class Action nos Estados Unidos, a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as várias leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, as análises periciais, o cronograma a ser definido pela Corte e as decisões judiciais sobre questões-chave do processo, os possíveis recursos, inclusive perante a Suprema Corte, bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória nesta ação coletiva.

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

Assim, não é possível prever no momento se a Companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, porque essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

PÚBLICA

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de projetar uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras continua a negar as alegações da Fundação, em relação às quais foi considerada vítima por todas a autoridades brasileiras, inclusive o Supremo Tribunal Federal.

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

19.4.2. Arbitragem e outros processos judiciais na Argentina

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

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

Quanto à ação penal na Argentina relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015, o Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a Companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras. A Petrobras apresentou recurso contra essa decisão, o qual foi reconhecido pelo Tribunal de Apelações em 18 de abril de 2024. Contra essa decisão, a Associação apresentou novo recurso, e em 20 de dezembro de 2024, a Corte de Cassação reformou a decisão do Tribunal de Apelações para negar a imunidade de jurisdição da Petrobras, que, por sua vez, recorreu à Suprema Corte para restabelecer a decisão da Corte de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes do trânsito em julgado da decisão da Corte de Cassação, o juízo de primeira instância decretou o processamento da Petrobras e um embargo cautelar, o que foi objeto de recurso para a Corte de Apelações. O Tribunal também já havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes, o que também foi objeto de recurso acolhido pela Corte de Cassação em 15 de setembro de 2022, reconhecendo à Associação o direito de representar os consumidores financeiros. O recurso da Companhia contra tal decisão foi rejeitado em 21 de fevereiro de 2025. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, que poderão ser rediscutidas em fases posteriores do processo. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal n° 2 da cidade de Buenos Aires.

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

PÚBLICA

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

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas ("EIG") ajuizaram contra a Petrobras, perante a Corte Distrital Colúmbia, Estados Unidos, ação para reaver os prejuízos relacionados ao seu investimento na Sete Brasil Participações S.A. Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização estará sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela Companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia em 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia, que foi negado em junho de 2024. Em seguida, a Petrobras apresentou pedido de revisão da questão, o qual foi rejeitado em 24 de julho de 2024. Diante disso, o processo, que havia sido suspenso pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022 em função da interposição do recurso pela Petrobras, foi retomado.

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

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, ao passo que a EIG requereu o encerramento da ação em trâmite na Corte Distrital de Colúmbia e o cancelamento da medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras na Holanda, bem como renunciou a qualquer direito relacionado à disputa. Para mais informações, vide nota 36.

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.

19.5. Arbitragens propostas por Acionistas Minoritários no Brasil

A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM), vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Seis destas arbitragens foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da Companhia, pretendia ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a Companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos relacionados às investigações da chamada Operação Lava Jato.

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

As pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho dos casos remanescentes, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

Essas arbitragens encontram-se em fases distintas de tramitação.

PÚBLICA

Em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, foi proferida, em 26 de maio de 2020, sentença parcial que reconheceu, genericamente, a responsabilidade da Companhia, mas não determinou o pagamento de valores pela Petrobras. Contra essas decisões a Petrobras ingressou, em 20 de julho de 2020, com ação judicial para anulação da sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença, reconhecendo as graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. No momento, aguarda-se a lavratura do acórdão após o julgamento das apelações então interpostas. O processo judicial ainda se encontra pendente de decisão final e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

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

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

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

Prática contábil para provisões para processos judiciais, administrativos e arbitrais, passivos contingentes e ativos contingentes

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

Os passivos contingentes com expectativa de perda provável que não podem ter seu valor mensurado e aqueles com expectativa de perda possível são divulgados em notas explicativas, considerando as melhores informações disponíveis até a data da divulgação.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for provável e os valores forem materiais. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o que, em geral, considera o trânsito em julgado, e cujo valor seja possível de ser mensurado com segurança, o ativo relacionado deixa de ser um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

20. Provisões para desmantelamento de áreas

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

	31.12.2024	31.12.2023
Terra	493	447
Águas rasas	7.266	6.253
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	12.071	10.873
Pré-sal	6.373	5.630
Total	**26.203**	**23.203**
Circulante	1.696	2.032
Não circulante	24.507	21.171

PÚBLICA

A movimentação da provisão para desmantelamento de áreas é apresentada a seguir:

Passivo não-circulante	2024	2023
Saldo inicial	23.203	18.600
Revisão de provisão	9.373	3.821
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(407)	(339)
Pagamentos realizados	(1.464)	(1.227)
Atualização de juros	970	837
Outros	26	(8)
Ajuste de conversão	(5.498)	1.519
Saldo final	**26.203**	**23.203**

Em 2024, contempla a provisão constituída para o Polo Cherne (US$ 664), no Rio de Janeiro, para o Polo Pescada (US$ 46), no Rio Grande do Norte, e a redução pela rescisão do contrato de desinvestimento do Polo Uruguá, campos de Uruguá e Tambaú, (US$ 338), no Rio de Janeiro. Em 2023, as movimentações se referem a provisão constituída para o Polo Uruguá (US$ 381) e a redução da provisão relativa ao Polo Pescada (US$ 41), conforme nota explicativa 29.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	31.12.2024
Provisão para desmantelamento	1.696	2.593	2.153	2.340	1.724	15.697	26.203

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

Sensibilidades em relação à taxa de desconto (1)	Reflexo na provisão para desmantelamento	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Aumento de 0,5 ponto percentual	(1.631)	(1.484)	(146)
Redução de 0,5 ponto percentual	1.796	1.629	166

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

A transferência para passivos mantidos para venda refere-se à constituição e revisão da provisão associada a ativos de E&P em processo de desinvestimento e classificados no ativo mantido para venda.

Prática contábil para desmantelamento de áreas

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após a declaração de comercialidade do campo de produção de óleo e gás. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem incertezas significativas, conforme nota explicativa 4.6.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. A parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais, assim como a contrapartida dos campos de produção de óleo e gás em processo de devolução.

PÚBLICA

21. Outros ativos e passivos

Ativo		31.12.2024	31.12.2023
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	750	1.009
Adiantamentos a fornecedores	(b)	2.207	1.814
Despesas antecipadas	(c)	351	453
Operações com derivativos	(d)	29	92
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	378	255
Outros		336	262
		4.051	**3.885**
Circulante		1.550	1.570
Não circulante		2.501	2.315

Passivo		31.12.2024	31.12.2023
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	914	1.200
Retenções contratuais	(g)	611	716
Adiantamentos de clientes	(h)	270	692
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	681	708
Impostos e contribuições	(j)	301	376
Dividendos não reclamados	(k)	276	337
Operações com derivativos	(d)	129	62
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(l)	130	156
Credores diversos		99	138
Outros		414	520
		3.825	**4.905**
Circulante		2.205	3.015
Não circulante		1.620	1.890

As referências a seguir detalham a natureza das operações que compõem os saldos de outros ativos e passivos:

a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos financeiros e de commodities contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados às operações dos desinvestimentos na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

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

c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.

d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

PÚBLICA

f) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a serem realizadas ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.

g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

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

k) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 32.

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

Prática contábil

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. As obrigações estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

22. Operação "Lava Jato" e seus reflexos na Companhia

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

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

Em 2024, a Companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de US$ 60 (US$ 109 em 2023 e US$ 96 em 2022, apresentados outras receitas operacionais. Deste modo, a posição cumulada recuperada pela Lava Jato até o final de 2024 é de US$ 1.787.

PÚBLICA

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens (1)	Ativos em construção (2)	Gastos c/exploração e desenv. (3)	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de Janeiro de 2024	**2.687**	**58.409**	**21.516**	**40.432**	**30.380**	**153.424**
Custo acumulado	4.634	118.173	31.467	74.809	44.829	273.912
Depreciação e *impairment* acumulado (4)	(1.947)	(59.764)	(9.951)	(34.377)	(14.449)	(120.488)
Adições	21	381	15.203	102	10.492	26.199
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	6.393	–	6.393
Juros capitalizados	–	–	1.558	–	–	1.558
Baixas	(8)	(53)	(300)	(9)	(66)	(436)
Transferências (5)	482	5.126	(7.641)	2.592	10	569
Transferências para ativos mantidos para venda	–	20	(5)	(402)	69	(318)
Depreciação, amortização e depleção	(78)	(4.963)	–	(3.699)	(6.213)	(14.953)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(2)	(439)	(324)	(864)	(45)	(1.674)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	4	140	11	19	13	187
Ajuste de conversão	(621)	(12.814)	(5.634)	(8.643)	(6.952)	(34.664)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**2.485**	**45.807**	**24.384**	**35.921**	**27.688**	**136.285**
Custo acumulado	3.895	96.963	30.321	67.357	42.366	240.902
Depreciação e *impairment* acumulado (4)	(1.410)	(51.156)	(5.937)	(31.436)	(14.678)	(104.617)

Saldo em 1º de Janeiro de 2023	**2.538**	**55.147**	**14.838**	**38.434**	**19.212**	**130.169**
Custo acumulado	4.343	105.429	23.938	67.581	29.670	230.961
Depreciação e *impairment* acumulado (4)	(1.805)	(50.282)	(9.100)	(29.147)	(10.458)	(100.792)
Adições	–	528	11.919	12	15.177	27.636
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	2.672	–	2.672
Juros capitalizados	–	–	1.277	–	–	1.277
Transferência de Bônus de Assinatura (6)	–	–	–	16	–	16
Baixas	(11)	(304)	(86)	(74)	(156)	(631)
Transferências (5)	58	5.531	(7.058)	1.754	1	286
Transferências para ativos mantidos para venda	(16)	(36)	99	(241)	(85)	(279)
Depreciação, amortização e depleção	(84)	(5.079)	–	(4.711)	(5.432)	(15.306)
"*Impairment*" - constituição (nota explicativa 25)	–	(1.689)	(883)	(314)	(39)	(2.925)
"*Impairment*" - reversão (nota explicativa 25)	3	101	9	1	28	142
Ajuste de conversão	199	4.210	1.401	2.883	1.674	10.367
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**2.687**	**58.409**	**21.516**	**40.432**	**30.380**	**153.424**
Custo acumulado	4.634	118.173	31.467	74.809	44.829	273.912
Depreciação e *impairment* acumulado (4)	(1.947)	(59.764)	(9.951)	(34.377)	(14.449)	(120.488)

(1) Composto por plataformas de produção, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos e outras instalações de operação, armazenagem e produção, incluindo equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás depreciados pelo método das unidades produzidas.
(2) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 13.
(3) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados à exploração e produção, exceto ativos classificados em "Equipamentos e outros bens".
(4) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por *impairment*.
(5) Inclui principalmente transferências entre tipos de ativos e transferências de adiantamentos a fornecedores.
(6) Transferência do Intangível.

PÚBLICA

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

23.2. Tempo de vida útil estimada

O tempo de vida útil dos ativos depreciados são demonstrados a seguir:

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

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

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
Vida útil estimada	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro
até 5 anos	4.789	(3.830)	959
6 - 10 anos	7.159	(5.221)	1.938
11 - 15 anos	4.837	(3.466)	1.371
16 - 20 anos	26.561	(16.323)	10.238
21 - 25 anos	26.431	(9.152)	17.279
25 - 30 anos	10.627	(3.505)	7.122
30 anos em diante	4.773	(1.555)	3.218
Método da Unidade Produzida	15.535	(9.491)	6.044
Total	100.712	(52.543)	48.169
Edificações e benfeitorias	3.749	(1.387)	2.362
Equipamentos e outros bens	96.963	(51.156)	45.807

23.3. Direitos de Uso

O quadro a seguir demonstra a abertura por tipo de ativo e por cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação e *impairment* acumulado, conforme a seguir:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Total
Custo acumulado	22.484	17.542	2.340	42.366
Depreciação e *impairment* acumulado	(4.712)	(9.216)	(750)	(14.678)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(7.490)	(120)	(7.610)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(4.712)	(731)	–	(5.443)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	–	(996)	(629)	(1.625)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**17.772**	**8.326**	**1.590**	**27.688**
Custo acumulado	23.859	18.000	2.970	44.829
Depreciação e *impairment* acumulado	(4.803)	(8.796)	(850)	(14.449)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(7.103)	(168)	(7.271)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(4.803)	(225)	–	(5.028)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	–	(1.468)	(682)	(2.150)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**19.056**	**9.204**	**2.120**	**30.380**

PÚBLICA

Prática contábil para imobilizado

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Em 2024, o campo de Cachalote foi devolvido à ANP. A Companhia baixou este campo por *Impairment* integral.

Em 2023, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Atum, Curimã, Espada e Xaréu, na Bacia de Campos. Assim, a Companhia baixou o montante de US$ 45.

PÚBLICA

Durante o exercício de 2022, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos Anequim, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Parati e Viola, na Bacia do Ceará, que estavam com a produção paralisada desde 2020, resultando em baixas no montante de US$ 619, em outras despesas operacionais.

23.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (7% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023).

PÚBLICA

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões [1]	Software	Ágio (goodwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2024	**2.425**	**592**	**25**	**3.042**
Custo	2.489	1.891	25	4.405
Amortização e *impairment* acumulado	(64)	(1.299)	–	(1.363)
Adições	24	201	–	225
Juros capitalizados	–	12	–	12
Baixas	(18)	(2)	–	(20)
Transferências	–	7	–	7
Amortização	(4)	(130)	–	(134)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(224)	–	–	(224)
Ajuste de conversão	(506)	(142)	(5)	(653)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**1.697**	**538**	**20**	**2.255**
Custo	1.750	1.663	20	3.433
Amortização e *impairment* acumulado	(53)	(1.125)	–	(1.178)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida(2)	5	Indefinida	
Saldo em 1º de janeiro de 2023	**2.523**	**439**	**24**	**2.986**
Custo	2.578	1.560	24	4.162
Amortização e *impairment* acumulado	(55)	(1.121)	–	(1.176)
Adições	148	200	–	348
Juros capitalizados	–	13	–	13
Baixas	(41)	–	–	(41)
Transferências	(11)	2	–	(9)
Transferência de Bônus de Assinatura [3]	(16)	–	–	(16)
Amortização	(4)	(100)	–	(104)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(364)	–	–	(364)
Ajuste de conversão	190	38	1	229
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**2.425**	**592**	**25**	**3.042**
Custo	2.489	1.891	25	4.405
Amortização e *impairment* acumulado	(64)	(1.299)	–	(1.363)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida(2)	5	Indefinida	

(1) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão e de partilha de produção para exploração de petróleo ou gás natural, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.

(2) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

(3) Transferência para Imobilizado.

24.2. Resultado de Leilão da ANP

Blocos na bacia de Pelotas - 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão

Em 13 de dezembro de 2023, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 29 blocos na bacia de Pelotas durante o 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP, com pagamento de US$ 20 de bônus de assinatura em 2024. Mais informações sobre os contratos celebrados em parcerias, vide nota explicativa 27.

PÚBLICA

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

Em 2024, foram aprovadas a devolução de 5 blocos exploratórios, resultando na baixa contábil dos respectivos ativos. São eles: ES-M-598 e ES-M-673, localizados na Bacia do Espírito Santo; PAR-T-175, na Bacia do Paraná, que totalizam US$ 19; além dos blocos C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, conforme nota explicativa 25. Em 2023, foram devolvidos 8 blocos exploratórios, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, totalizando US$ 414 em direitos exploratórios baixados contabilmente. Em 2022, não houve devolução de blocos exploratórios à ANP.

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

Prática contábil para intangível

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

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

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

O valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado de forma parcial caso, no momento da definição da viabilidade técnica e comercial do primeiro campo de um bloco, haja atividades exploratórias em execução em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área. Desta forma, o valor reclassificado tem por base a proporção entre o volume de óleo e gás esperado (*oil in place* - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os eventuais reservatórios da área.

Caso as atividades exploratórias nas áreas remanescentes não resultem em viabilidades técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e acrescido ao valor do bônus de assinatura vinculado a localidade que foi anteriormente avaliada como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

PÚBLICA

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

Demonstração de Resultado	2024	2023	2022
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(1.531)	(2.680)	(1.315)
Ativos exploratórios	(224)	(364)	–
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	13	(2)	(6)
Efeito líquido no resultado do exercício	**(1.742)**	**(3.046)**	**(1.321)**
Constituição	(1.955)	(3.307)	(1.640)
Reversão	213	261	319

Balanço Patrimonial	2024	2023	2022
Imobilizado [1]	(1.487)	(2.783)	(1.163)
Intangível [1]	(224)	(364)	(1)
Ativos mantidos para venda	(32)	103	(151)
Investimentos	1	(2)	(6)
Efeito líquido no Balanço Patrimonial	**(1.742)**	**(3.046)**	**(1.321)**

(1) Para mais informações vide nota explicativa 25.1.

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

Em 21 de novembro de 2023, a Administração concluiu e aprovou seu PN 2025-2029, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

PÚBLICA

25.1. Imobilizado e intangível

Ativo ou UGC, por natureza [1]	Valor contábil líquido	Valor recuperável [2]	(Perda) / Reversão [3]	Segmento	Comentários
					2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	7.998	7.000	(1.129)	E&P	Ver item (a1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	414	–	(421)	RTC	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	200	–	(224)	E&P	Ver item (c1)
Outros			63	Diversos	
Total			**(1.711)**		
					2023
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.332	6.108	(2.217)	E&P	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	943	455	(486)	RTC	Ver item (b2)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	371	–	(364)	E&P	Ver item (c2)
Outros			(80)	Diversos	
Total			**(3.147)**		
					2022
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.307	7.747	(628)	E&P	Ver item (a3)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e	486	7	(478)	E&P	Ver item (d)
Utilidades Itaboraí	919	777	(142)	G&EBC	Ver item (e)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	792	882	89	RTC	Ver item (b3)
Outros			(5)	Diversos	
Total			**(1.164)**		

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.
(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.
(3) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas por desvalorização e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de *impairment* limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "(Perda) Reversão" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a Companhia considerou as seguintes projeções:

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da Companhia;
- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As projeções de fluxo de caixa utilizadas para mensurar o valor em uso das UGCs, em 31 de dezembro de 2024, foram baseadas principalmente nas seguintes premissas atualizadas para preços médios do Brent e taxas de câmbio médias do real /dólar norte-americano:

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

PÚBLICA

As premissas-chave utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2023 foram principalmente baseadas nas seguintes premissas:

Plano Estratégico 2024-2028	2024	2025	2026	2027	2028	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	80	78	75	73	70	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R$/US$	5.05	5.04	5.03	4.98	4.90	4.65

Em 2022, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2023-2027	2023	2024	2025	2026	2027	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	85	80	75	70	65	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R$/US$	5,02	5,00	5,00	4,97	4,88	4,76

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes que resultaram nas principais perdas/reversões de perdas nos valores recuperáveis foram:

Setor	12.31.2024	12.31.2023
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,6% p.a.	7,6% p.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,7% p.a.	7,0% p.a.

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

i) Extinção do campo de Carapanaúba devido à anexação ao campo de Sudoeste de Urucu (Polo Arara);

ii) Extinção do Polo Cherne, devido à assinatura de contrato de compra e venda para a cessão da totalidade da participação da Petrobras;

iii) Extinção do campo de Cidade Entre Rios devido à anexação ao campo de Riacho Ouricuri;

iv) Exclusão do campo de Cachalote, em função da aprovação de sua devolução; e

v) Reintegração dos campos de Uruguá e Tambaú, devido ao cancelamento do contrato de compra e venda.

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

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2024

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US$ 1.129, relacionadas, principalmente, às UGCs de: (i) Roncador (US$ 366) e Polo Barracuda e Caratinga (US$ 204), em função, principalmente, da revisão dos gastos para abandono, bem como pela redução nas previsões de eficiência de plataformas e desempenho de poços para o Polo Barracuda e Caratinga, impactando negativamente as curvas de produção dos campos; e (ii) Uruguá/Tambaú (US$ 497), em razão do cancelamento do processo de desinvestimento e da inexistência de curvas de produção associadas ao PN 2025-2029.

PÚBLICA

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

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US$ 2.217, predominantemente no campo de Roncador (US$ 2.004), devido à revisão da curva de produção, no PE 24-28, em função do desempenho recente abaixo do esperado dos poços do campo identificado ao longo de 2023, seja pela interrupção da produção de alguns poços ou declínio acelerado devido ao aumento do percentual de água em outros casos.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2022

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US$ 628, predominantemente no campo de Roncador (US$ 518), em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas, bem como de alterações nas previsões de eficiência operacional, que impactaram negativamente as curvas de produção do campo.

b1) 2º trem de refino da RNEST – 2024

Perdas por desvalorização no montante de US$ 421, em função do aumento das estimativas de investimentos e de gastos operacionais associados ao PN 2025-2029.

b2) 2º trem de refino da RNEST – 2023

Perdas por desvalorização no montante de US$ 486, principalmente em função de: (i) reavaliação do Projeto RNEST, com revisão do escopo do projeto de infraestrutura logística, impactando no aumento dos investimentos necessários para a implantação do 2º Trem; e (ii) revisão das premissas do PE 2024-2028, resultando no incremento dos custos operacionais.

b3) 2º trem de refino da RNEST – 2022

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora as otimizações operacionais e as margens de refino previstas no PE 2023-2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US$ 89.

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

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de US$ 224. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024

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

Nossas avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos ativos relacionados aos blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção, resultando no reconhecimento de perdas no valor de US$ 364. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

d) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2022

As avaliações identificaram perdas líquidas de US$ 478 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente em função da decisão pela paralisação em definitivo das operações das plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 no campo de Marlim em 2022, com perdas líquidas por desvalorização de US$ 402.

e) Utilidades Itaboraí – 2022

PÚBLICA

Postergação do início das operações da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí, em função da rescisão do contrato com a empresa responsável pelas obras, o que impactou a projeção de receitas e resultou no reconhecimento de perdas líquidas por desvalorização, no montante de US$ 142.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicos, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por *impairment* no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contêm informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por *impairment* adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de *impairment* em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativo próximo ao seu valor recuperável com potencial de *impairment*				
UCG Marlim Sul	E&P	4.825	4.760	(65)
Ativos com provisão de *impairment* existente				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	6.656	5.991	(665)
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	900	810	(90)
Araucária Nitrogenados -ANSA	RTC	12	11	(1)
		12.393	**11.572**	**(821)**

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade (1)
Ativos com perdas por *impairment* existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	6.656	7.322	666
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	900	989	89
Araucária Nitrogenados -ANSA	RTC	12	13	1
		7.568	**8.324**	**756**

(1) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de *impairment* a ser revertido no limite do saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil para *impairment* de ativo imobilizado ou intangível

A avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.2.2 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da Companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill), têm a recuperação do seu valor testada pelo menos anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, regularmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a Companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

PÚBLICA

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza [1]	Valor contábil líquido antes do teste de *impairment*	Valor recuperável [2]	(Perda) / Reversão [3]	Segmento
				2024
Campos de produção de óleo e gás	44	–	(44)	E&P
Outros			12	Diversos
Total			**(32)**	
				2023
Campos de produção de óleo e gás	230	334	102	E&P
Outros			1	Diversos
Total			**103**	
				2022
Campos de produção de óleo e gás	376	300	(116)	E&P
Refinarias e ativos logísticos associados	77	34	(44)	RTC
Outros			9	Diversos
Total			**(151)**	

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupos de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.
(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

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

Em 2023, o montante de reversões líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US$ 103, predominantemente pela aprovação da venda do Polo Uruguá (US$ 102), avaliado a valor justo.

Em 2022, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US$ 151, decorrentes da avaliação a valor justo, líquido de despesas de venda, principalmente por:

i. Campos de produção de óleo e gás: reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de U$ 116, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas de diversas concessões agrupadas no Polo Golfinho (US$ 72), Polo Pescada (US$ 29) e Polo Camarupim (US$ 15); e

ii. Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da Refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), com perdas reconhecidas no montante de US$ 44.

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

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

PÚBLICA

Prática contábil sobre investimento em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

25.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma Companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2024, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em US$ 557, conforme descrito na nota explicativa 28.4. Nessa data base, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da Companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas no valor recuperável.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 7,4% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram as divulgadas na nota explicativa 25.1.

PÚBLICA

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Estas atividades abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo [1]	2024	2023
Imobilizado		
Saldo inicial	1.512	1.876
Adições	338	505
Baixas	(27)	(8)
Transferências	(3)	(1.000)
Ajustes acumulados de conversão	(345)	139
Saldo final	**1.475**	**1.512**
Intangível		
Saldo inicial	2.313	2.406
Adições	20	147
Baixas	(19)	(41)
Transferências	–	(16)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(224)	(364)
Ajustes acumulados de conversão	(481)	181
Saldo final	**1.609**	**2.313**
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	**3.084**	**3.825**

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

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

O reconhecimento de perdas no Intangível (US$ 224), em 2024, decorreu da avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos (conforme nota explicativa 25).

Em 2023, o reconhecimento de perdas no Intangível (US$ 364) decorreu da avaliação da não economicidade dos projetos dos Blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos. Posteriormente, a Companhia fez a devolução integral e voluntária destes blocos à ANP, que se somou as devoluções dos Blocos Dois Irmãos (US$ 37) e Três Marias (US$ 6). Todos os blocos estão localizados no pré-sal na Bacia de Campos e os ativos correspondentes foram baixados.

As transferências ocorridas no ativo imobilizado em 2023 destinaram-se aos projetos de desenvolvimento da produção dos campos Raia Pintada e Raia Manta, relacionados ao bloco BM-C-33 (US$ 968), e ao campo de Sépia (US$ 46).

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados a seguir:

PÚBLICA

	2024	2023	2022
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas com geologia e geofísica	(412)	(566)	(358)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura) [1]	(482)	(421)	(248)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(5)	12	(47)
Outras Despesas Exploratórias	(14)	(7)	(34)
Total das despesas	**(913)**	**(982)**	**(687)**
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	426	573	393
Investimentos	582	672	555
Total do caixa utilizado	**1.008**	**1.245**	**948**

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

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

O TAC converteu multas em compromissos de investimento em E&P com conteúdo local, resultando no encerramento de processos administrativos e na reversão do passivo no montante deUS$ 0,2 no exercício de 2024 (US$ 54 no exercício de 2023).

Em 31 de dezembro de 2024, nos termos desses acordos, a Petrobras se compromete a investir US$ 160 (R$ 990) em conteúdo local até 31 de dezembro de 2027.

Prática contábil sobre atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

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

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás, até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;

- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;

- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;

- Uma comissão interna de executivos técnicos da Companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;

- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e

PÚBLICA

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

26.1. Tempo de capitalização

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

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência [1]	2024	2023
Custos de prospecção capitalizados até um ano	311	211
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.164	1.301
Saldo final	**1.475**	**1.512**
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	18	17

	Valores capitalizados (2024)	Número de poços
2023	76	2
2022	209	3
2021	73	2
2020	17	1
2019 e anos anteriores	789	14
Saldo Total	**1.164**	**22**

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

Os custos de poços exploratórios que foram capitalizados por um período maior que um ano desde a conclusão da perfuração referem-se a 18 projetos que compreendem 22 poços, são compostos por (i) US$ 1.046 de poços em áreas nas quais houve perfuração em andamento ou atividades de perfuração firmemente planejadas para o curto prazo e para as quais um plano de avaliação foi submetido à aprovação da ANP; e (ii) US$ 118 referem-se aos custos incorridos para avaliar a viabilidade técnica e comercial necessária para a decisão sobre o desenvolvimento da produção e sobre a definição de reservas provadas.

26.2. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de US$ 1.250 (US$ 1.770 em 31 de dezembro de 2023) para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, os quais encontram-se líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US$ 1.239 (US$ 1.756 em 31 de dezembro de 2023) correspondem ao penhor da capacidade de produção futura de petróleo dos campos de Marlim e Búzios que já se encontram na fase de produção, e US$ 11 (US$ 14 em 31 de dezembro de 2023) referem-se a garantias bancárias.

PÚBLICA

27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia detém participação em 95 consórcios com 34 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 64 consórcios (67 consórcios com 32 empresas parceiras e operadora de 39 consórcios em 31 de dezembro de 2023). Em 2024 a Companhia formou 32 novos consórcios, devolveu 2 e agora detém 100% de participação em outros 2.

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

- 26 contratos com 70% de participação da Petrobras e 30% da Shell; e
- 3 contratos com 50% de participação da Petrobras, 30% da Shell e 20 % da CNOOC (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.2 - Intangível).

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

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

- Bacia de Campos, com 30% de participação da Petrobras, 30% da TotalEnergies, 20% da Petronas e 20% da Qatar Energy; e
- Bacia de Santos, com 60% de participação da Petrobras e 40% da Shell.

A atuação da Petrobras em consórcios traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora no consórcio:

PÚBLICA

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2024 (mboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	666	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	501	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC – 10%	136	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	85	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	77	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5%	47	Partilha
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5% Petrogal - 10%	31	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5% Petrogal - 10%	29	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50,0%	Petronas - 50%	26	Concessão
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	19	Partilha
Total				**1.617**	

Prática contábil para operações conjuntas

Os consórcios operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados a esses consórcios são registrados nas demonstrações financeiras de forma individual, observando as políticas contábeis específicas aplicáveis e refletindo a parcela dos direitos e obrigações contratuais que cabe à Companhia.

27.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Agulhinha, Albacora Leste, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Caratinga e Sururu.

Provisões para equalizações (1)

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	2024	2023
Saldo inicial	462	407
Adições/(baixas) no Imobilizado	230	17
Pagamentos realizados	(1)	(56)
Outras despesas (receitas) operacionais	16	62
Ajuste de conversão	(130)	32
Saldo final (1)	**577**	**462**

(1) Principalmente Berbigão, Sururu e Agulhinha.

PÚBLICA

No exercício de 2024, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas, refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos concluídos em 2024

Em maio de 2024, foi assinado o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes, previsto no AIP de Brava (Jazida Compartilhada de Brava). O montante pago, em 24 de junho de 2024, pela Petrobras à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi de US$ 1.

Prática contábil para individualização da produção

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade (jazida compartilhada) e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes, que consistirá na diferença entre os gastos efetivamente incorridos por cada parte até a data de referência e aqueles que deveriam ter sido incorridos por cada parte caso já vigorassem, nesse período, as participações estabelecidas pelo AIP na jazida compartilhada.

No momento da celebração do AIP, caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a Companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação. A provisão terá como contrapartida um aumento ou redução do ativo imobilizado, de receitas e/ou despesas, de acordo com a natureza dos eventos a serem ressarcidos.

PÚBLICA

28. Investimentos

28.1. Investimentos diretos em controladas, subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligada

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Receita Líquida de Vendas (1)	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas							
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	44.842	59.836	3.668	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	2.227	932	161	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	281	60	99	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Gás e	100,00	100,00	242	135	13	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	–	90	75	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e	100,00	100,00	11	48	7	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo	100,00	100,00	–	2	–	Ilhas
Termobahia S.A.	Gás e	98,85	98,85	–	56	10	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e	100,00	100,00	–	53	8	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativo	99,15	99,15	–	18	5	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo	72,00	49,00	14	6	1	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Gás e Energias de	100,00	100,00	29	12	5	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e	51,00	51,00	313	61	85	Brasil
Associação Petrobras de Saúde (2)	Corporativo	93,47	93,47	892	117	5	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	60	47	22	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	–	186	(23)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	–	23	4	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	–	5	(16)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e	20,00	20,00	–	13	3	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	–	20	6	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	–	–	–	Brasil
Coligadas							
Braskem S.A. (3)	RTC	36,15	47,03	–	(4)	(1.053)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e	20,00	20,00	–	84	32	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	–	–	–	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e	30,00	30,00	–	–	–	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e	25,00	25,00	–	2	1	Brasil

(1) A receita de vendas se refere ao país sede das Companhias. Em relação a PIBBV, a composição da receita líquida de vendas é de: 55% na Holanda, 26% nos Estados Unidos e 19% em Singapura.
(2) A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades assistenciais de saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras.
(3) Informações relativas a 30.09.2024, últimas disponibilizadas ao mercado.

A Petrobras International Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;

- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de bonds e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;

- Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC);

- Petrobras Singapore Private Limited. - PSPL (100%, sediada em Singapura), que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL); e

PÚBLICA

- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda), que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA - PFISA (100%) e BJOOS BV (20%), todas sediadas na Holanda e constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, a empresa Agri BV foi liquidada no exercício de 2024 e, no momento, a Companhia está considerando a liquidação da Guara BV, Libra BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, no aguardo da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a Companhia irá avaliar a liquidação de TUPI BV e Iara BV.

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

- Cessão da totalidade de sua participação acionária de 30% na empresa Brentech Energia S.A. em 29 de maio de 2024.

- Exercício de direito de venda conjunta (*Tag Along*) da participação de 18,8% no capital social da sociedade UEG Araucária S.A. (UEGA) em 1º de julho de 2024.

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

28.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorgani-zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi-dendos	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em	**481**	**13**	**–**	**125**	**(4)**	**–**	**(134)**	**481**
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	340	–	–	75	1	–	(118)	298
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	119	–	–	60	1	–	(17)	163
Demais empresas	22	13	–	(10)	(6)	–	1	20
Coligadas	**873**	**9**	**(12)**	**(752)**	**323**	**(261)**	**(5)**	**175**
Demais empresas	873	9	(12)	(752)	323	(261)	(5)	175
Outros investimentos	**4**	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**–**	**–**	**3**
Total dos investimentos	**1.358**	**22**	**(12)**	**(627)**	**318**	**(261)**	**(139)**	**659**

PÚBLICA

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganização, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em conjunto	**546**	**12**	**–**	**(2)**	**2**	**1**	**(78)**	**481**
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	374	–	–	(3)	(1)	–	(30)	340
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB	149	–	–	4	1	–	(35)	119
Demais empresas	23	12	–	(3)	2	1	(13)	22
Coligadas	**1.016**	**12**	**(1)**	**(302)**	**(114)**	**266**	**(4)**	**873**
Outros investimentos	**4**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**4**
Total dos investimentos	**1.566**	**24**	**(1)**	**(304)**	**(112)**	**267**	**(82)**	**1.358**

28.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (US$ por ação)		Valor justo	
	31.12.2024	31.12.2023	Tipo	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	1,95	4,48	415	952
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	1,87	4,52	142	342
						557	**1.294**

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, para fins de teste de recuperabilidade do investimento, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

28.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de US$ 244 (US$ 392 em 2023), sendo, principalmente, US$ 201 do FIDC (US$ 331 em 2023) e US$ 30 da TBG (US$ 51 em 2023).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	FIDC		TBG	
	2024	2023	2024	2023
Ativo circulante	14.839	7.803	156	260
Imobilizado	–	1	246	314
Outros ativos não circulantes	–	–	4	4
	14.839	7.804	406	578
Passivo circulante	13	8	159	250
Passivo não circulante	–	–	186	224
Patrimônio líquido	14.826	7.796	61	104
	14.839	7.804	406	578
Receita operacional líquida	–	–	313	349
Lucro líquido do exercício	1.317	1.203	85	153
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	203	(1.133)	(51)	39

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

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

PÚBLICA

28.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A Companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2024				2023			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas[1]	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas[1]
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo circulante	345	400	271	6.102	330	537	275	7.910
Ativo realizável a longo prazo	242	6	22	3.365	272	66	9	2.591
Imobilizado	418	1.808	305	6.594	525	1.863	189	8.082
Outros ativos não circulantes	29	–	–	1.267	41	1	–	1.263
	1.034	**2.214**	**598**	**17.328**	**1.168**	**2.467**	**473**	**19.846**
Passivo circulante	284	315	99	4.554	313	365	70	5.096
Passivo não circulante	498	425	19	12.641	533	424	52	13.182
Patrimônio líquido	246	1.176	480	43	315	1.336	351	1.690
Participação dos acionistas não controladores	6	298	–	90	7	342	–	(122)
	1.034	**2.214**	**598**	**17.328**	**1.168**	**2.467**	**473**	**19.846**
Receita operacional líquida	786	1.124	149	14.430	1.036	907	–	14.199
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(25)	481	208	(2.119)	5	408	21	(849)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil para investimentos

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas, operações em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucros não realizados oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos em outras empresas

Lucros ou prejuízos, ativos e passivos relacionados a *joint ventures* e coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial.

Combinação de negócios

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

PÚBLICA

29. Venda de ativos e outras operações

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

	31.12.2024		31.12.2023
	E&P	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda			
Imobilizado	510	510	335
Total	**510**	**510**	**335**
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda			
Financiamentos	–	–	99
Provisão para desmantelamento de área	713	713	442
Total	**713**	**713**	**541**

29.1. Vendas não concluídas até 31 de dezembro de 2024

a) Campos de Bagre e Cherne

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

O valor a ser recebido com a transação é de US$ 10, sendo US$ 1 recebido na data da assinatura do contrato e o restante no fechamento da transação.

29.2. Operação rescindida

a) Campos de Uruguá e Tambaú

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

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

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

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

Prática contábil para ativos e passivos mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses da aprovação. No entanto, a classificação inicial pode ser mantida nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação.

PÚBLICA

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos pela Companhia com o descomissionamento decorrentes do processo de venda de ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

29.3. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

Algumas vendas de ativos e acordos celebrados pela Companhia preveem recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do Brent nas operações relativas a ativos de E&P. Informações sobre as fontes de incerteza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos estão descritas na nota explicativa 4 - Estimativas contábeis e julgamentos relevantes (item 4.11).

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

Vendas	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação	Ativo reconhecido em 2024	Ativo reconhecido em exercícios anteriores	Valor de ativos contingentes em 31.12.2024
Excedentes da Cessão Onerosa					
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	5.244	262	948	4.034
Vendas em exercícios anteriores					
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	–	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	57	246	347
Campo de Baúna	Nov/2020	285	57	196	32
Polo Miranga	Dez/2021	85	15	70	–
Polo Cricaré	Dez/2021	118	30	76	12
Polo Peroá	Ago/2022	43	–	10	33
Papa-Terra	Dez/2022	90	16	16	58
Albacora Leste	Jan/2023	250	167	58	25
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	11	22	33
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	–	20	40
Total		**6.953**	**615**	**1.720**	**4.618**

(1) O valor registrado em outras receitas operacionais considera ajuste a valor presente (nota explicativa 11).

Sépia e Atapu

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

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

Em 2024, a Companhia reconheceu no ativo US$ 262, sendo: i) US$ 161 referente ao earnout de 2025, com previsão de recebimento em 2026; e ii) US$ 101 pela atualização do earnout de 2024, recebido em janeiro de 2025. Nos exercícios anteriores, houve o reconhecimento no ativo do montante total deUS$ 948, dos quais US$ 255 foram no exercício de 2023 e US$ 693 em 2022.

PÚBLICA

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

No País	31.12.2024	31.12.2023
Mercado bancário	2.828	2.262
Mercado de capitais	2.225	3.130
Bancos de fomento (1)	508	698
Outros	2	1
Total	5.563	6.091
No Exterior		
Mercado bancário	3.691	6.303
Mercado de capitais	12.265	14.384
Agência de crédito à exportação	1.508	1.870
Outros	135	153
Total	17.599	22.710
Total de financiamentos	**23.162**	**28.801**
Circulante	2.566	4.322
Não circulante	20.596	24.479

(1) Inclui BNDES e FINEP.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2024	31.12.2023
Financiamentos de curto prazo	10	4
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	2.132	3.776
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	424	542
Circulante	**2.566**	**4.322**

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US$ 11.723 em *global notes*, emitidas pela subsidiária integral PGF, US$ 1.370 em debêntures e US$ 778 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

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

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

30.2. Movimentação

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**6.090**	**22.711**	**28.801**
Captações	1.132	997	2.129
Amortizações de principal (1)	(526)	(6.045)	(6.571)
Amortizações de juros (1)	(418)	(1.505)	(1.923)
Encargos incorridos no período (2)	483	1.498	1.981
Variações monetárias e cambiais	177	508	685
Ajuste acumulado de conversão	(1.375)	(565)	(1.940)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**5.563**	**17.599**	**23.162**

PÚBLICA

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro 2022	**4.907**	**25.047**	**29.954**
Captações	925	1.285	2.210
Amortizações de principal [1]	(331)	(3.907)	(4.238)
Amortizações de juros [1]	(324)	(1.640)	(1.964)
Encargos incorridos no período [2]	436	1.822	2.258
Variações monetárias e cambiais	111	(150)	(39)
Ajuste acumulado de conversão	383	254	637
(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	(17)	-	(17)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**6.090**	**22.711**	**28.801**

(1) Inclui pré-pagamentos.
(2) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

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

	2024			2023		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	2.129	(6.571)	(1.923)	2.210	(4.238)	(1.964)
Reestruturação de dívida		10	-		77	-
Depósitos vinculados [1]		25	5		(32)	(14)
Fluxo de caixa das atividades de	**2.129**	**(6.536)**	**(1.918)**	**2.210**	**(4.193)**	**(1.978)**

(1) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank, com liquidações semestrais em junho e

Em 2024, a Companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US$ 8.454, destacando-se: (i) recompra e resgate de US$ 2.512 de títulos de mercado de capitais internacional; e (ii) o pré-pagamento de US$ 250 de empréstimo no mercado bancário internacional.

A Companhia captou US$ 2.129, principalmente: (i) US$ 978 através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2035; e (ii) US$ 1.122 mercado nacional.

PÚBLICA

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

Vencimento em	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total [1]	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US$):	2.182	1.464	2.146	1.544	602	8.495	16.433	15.947
Indexados a taxas flutuantes [2]	1.958	1.123	1.468	523	144	284	5.500	
Indexados a taxas fixas	224	341	678	1.021	458	8.211	10.933	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Dólares	6,3%	6,5%	5,9%	5,5%	6,1%	6,6%	6,5%	
Financiamentos em Reais (R$):	325	400	118	119	788	3.515	5.265	4.835
Indexados a taxas flutuantes [3]	170	112	30	30	30	3.029	3.401	
Indexados a taxas fixas	155	288	88	89	758	486	1.864	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Reais	9,6%	10,6%	10,7%	10,6%	10,1%	8,0%	9,6%	
Financiamentos em Euro(€):	21	–	–	128	23	371	543	543
Indexados a taxas fixas	21	–	–	128	23	371	543	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Euro	4,5%	0,0%	0,0%	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%	
Financiamentos em Libras (£):	38	–	–	–	367	516	921	888
Indexados a taxas fixas	38	–	–	–	367	516	921	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Libras	6,1%	0,0%	0,0%	0,0%	6,1%	6,6%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2024	**2.566**	**1.864**	**2.264**	**1.791**	**1.780**	**12.897**	**23.162**	**22.213**
Taxa média dos financiamentos	7,0%	7,4%	7,1%	6,9%	7,3%	6,6%	6,8%	
Total em 31 de dezembro de 2023	**4.322**	**3.066**	**2.551**	**2.547**	**1.816**	**14.499**	**28.801**	**29.329**
Taxa média dos financiamentos	5,8%	5,8%	6,3%	6,1%	5,9%	6,5%	6,4%	

(1) Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,52 anos (11,38 anos em 31 de dezembro de 2023).
(2) Operações com indexador variável + spread fixo.
(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2024, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US$ 11.174 (US$ 13.971, em 31 de dezembro de 2023); e

Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de US$ 11.039 (US$ 15.358, em 31 de dezembro de 2023).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR *Reform*), tendo em vista o fim da publicação da LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) em dólares (US$), de um, três e seis meses houve a necessidade de alteração nos contratos da Companhia referenciados nesses indexadores.

Em 31 de dezembro de 2024, 18% da dívida financeira da Empresa está indexada ao SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e possui o CSA (*Credit Spread Adjustment*) negociado com os credores servindo como parâmetro.

As renegociações realizadas foram tão somente para a troca do indexador da LIBOR e foram necessárias como consequência direta da reforma da taxa de juros de referência e, nesses novos fluxos de caixa renegociados, a troca do indexador foi economicamente equivalente a base anterior. Desse modo, as mudanças foram prospectivas, com o reconhecimento de juros pelo novo indexador nos períodos aplicáveis às alterações realizadas.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.4.1.

PÚBLICA

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

Vencimento	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	31.12.2024	31.12.2023
Principal	2.158	1.903	2.308	1.899	1.982	13.223	23.473	29.181
Juros	1.549	1.461	1.271	1.088	1.043	13.976	20.388	22.541
Total [(1)]	**3.707**	**3.364**	**3.579**	**2.987**	**3.025**	**27.199**	**43.861**	**51.722**

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

30.5. Linhas de crédito

						31.12.2024
Empresa	**Instituição financeira**	**Data da abertura**	**Prazo**	**Contratado**	**Utilizado**	**Saldo**
No exterior						
PGT BV [(1)]	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	–	5.000
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2026	2.050	–	2.050
Total				**7.050**	**–**	**7.050**
No país						
Petrobras [(2)]	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030	323	–	323
Petrobras [(3)]	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029	646	–	646
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	53	–	53
Total				**1.022**	**–**	**1.022**

(1) Em 08 de abril de 2024, houve redução de parte da linha de crédito compromissada (Revolving Credit Facility) para US$ 4.110 ante US$ 5.000 contratados em 2021. Dessa forma, US$ 5.000 estarão disponíveis para saque até 16 de novembro de 2026 e US$ 4.110 estarão disponíveis para saque entre 16 de novembro de 2026 e 16 de
(2) Em 27 de dezembro de 2024, foi aditado o contrato da linha de crédito com o Banco do Brasil de US$ 323 (R$ 2 bilhões), alongando o prazo para 26 de setembro de
(3) Em 18 de junho de 2024, houve renovação da linha de crédito com o Banco do Brasil alongando seu prazo para 04 de setembro de 2029 e aumentando seu valor de US$ 323 (R$ 2 bilhões) para US$ 646 (R$ 4 bilhões).

30.6. *Covenants* e Garantias

Covenants

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*.

Adicionalmente, há outras cláudulas não financeiras que a Companhia tem que cumprir, tais como: (i) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (ii) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (iii) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

Se a Companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima, ou for incapaz de remediar, ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplemento ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplemento", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

PÚBLICA

Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 11,9% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 34.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia, não possuem garantias reais.

Os *global notes* emitidos pela Companhia no mercado de capitais por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. – PGF são quirografárias. No entanto, a Petrobras garante integral, incondicional e irrevogavelmente essas notas.

Prática contábil para financiamentos

Os financiamentos são reconhecidos incialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado, quando da modificação não substancial dos seus termos, e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

31. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**6.792**	**27.007**	**33.799**
Remensuração / Novos contratos	1.589	8.128	9.717
Pagamentos do principal e juros [1]	(2.649)	(5.192)	(7.841)
Encargos incorridos no período	529	1.765	2.294
Variações monetárias e cambiais	716	6.986	7.702
Ajuste de conversão	(1.493)	(7.068)	(8.561)
Transferências	–	39	39
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**5.484**	**31.665**	**37.149**
Circulante			8.542
Não Circulante			28.607

PÚBLICA

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**6.020**	**17.825**	**23.845**
Remensuração / Novos contratos	2.276	12.094	14.370
Pagamentos do principal e juros (1)	(2.273)	(3.999)	(6.272)
Encargos incorridos no período	519	1.290	1.809
Variações monetárias e cambiais	(223)	(1.635)	(1.858)
Ajuste de conversão	472	1.531	2.003
Transferências	1	(99)	(98)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**6.792**	**27.007**	**33.799**
Circulante			7.200
Não Circulante			26.599

(1) A Demonstração dos Fluxos de Caixa contempla US$ 54 (US$ 14 em 31 de dezembro de 2023) referente movimentação de passivos mantidos para venda.

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

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	4.534	2.563	1.506	675	351	1.457	11.086	243
Outros	192	124	99	54	12	–	481	44
Com Reajuste - Exterior (1)								
Embarcações	333	312	282	64	42	24	1.057	–
Plataformas	2.623	2.450	2.443	2.401	2.382	26.392	38.691	–
Com Reajuste - País								
Embarcações	760	418	215	91	2	2	1.488	138
Imóveis	185	125	139	118	83	990	1.640	22
Outros	210	148	133	73	32	78	674	62
Valor nominal em 31 de dezembro de	**8.837**	**6.140**	**4.817**	**3.476**	**2.904**	**28.943**	**55.117**	**509**
Valor nominal em 31 de dezembro de	**7.442**	**6.137**	**4.547**	**3.367**	**2.708**	**25.939**	**50.140**	**690**

(1) Contratos firmados em dólares.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95,4% do passivo de arrendamento.

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente (1)	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2024	31.12.2023
Sem Reajuste					
Embarcações	5,2316	4,5	243	9.875	8.311
Outros	5,2350	3,3	44	440	264
Com Reajuste - Exterior					
Plataformas	6,3660	18,0	–	23.292	20.336
Embarcações	5,7706	3,3	–	964	1.127
Com Reajuste - País					
Embarcações	11,0131	2,4	138	1.313	1.506
Imóveis	8,6458	22,8	22	734	1.230
Outros	11,5059	4,5	62	531	1.025
Total (2)	**6,0085**	**14,4**	**509**	**37.149**	**33.799**

(1) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da Companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como prazo ajustado
(2) Valores totais, exceto a coluna de período médio.

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

PÚBLICA

	31.12.2024	31.12.2023
Pagamentos variáveis	1.035	1.067
Prazo inferior a 1 ano	96	109
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	13%	17%

Em 31 de dezembro de 2024, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de US$ 65.034 (US$ 65.358 em 31 de dezembro de 2023).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.4.1.

Prática contábil para arrendamentos

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da Companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da Companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 33.4.1).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto com empresas parceiras onde a Companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a Companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Em situações de utilização de ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da Companhia, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

32. Patrimônio Líquido

32.1. Capital realizado

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, o capital subscrito e integralizado no valor de US$ 107.101 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

PÚBLICA

32.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US$ 1 em 31 de dezembro de 2024 e 2023, reconhecidas contra ações em tesouraria.

32.3. Transações de capital

32.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

32.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

32.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de US$ 1.118 (US$ 737 em 31 de dezembro de 2023), representadas por 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 36.

32.4. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

32.4.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

	Legal	Custeio dos programas de P&D	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Total
Saldos em 1° de janeiro de 2023	**11.574**	**3.281**	**-**	**1.677**	**43.038**	**6.864**	**66.434**
Dividendos adicionais aprovados na AGO de						(6.864)	(6.864)
Apropriações do lucro líquido em reservas	1.272	116	8.428	321	-		10.137
Dividendos						2.934	2.934
Saldos em 31 de dezembro de 2023	**12.846**	**3.397**	**8.428**	**1.998**	**43.038**	**2.934**	**72.641**
Saldos em 1° de janeiro de 2024	**12.846**	**3.397**	**8.428**	**1.998**	**43.038**	**2.934**	**72.641**
Dividendos adicionais aprovados na AGO de			(4.244)			(2.934)	(7.178)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-		130	-		130
Dividendos			(4.184)		(1.440)	1.477	(4.147)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	**12.846**	**3.397**	**-**	**2.128**	**41.598**	**1.477**	**61.446**

Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações, até o limite de 20% do capital social. O saldo desta reserva atingiu o limite legal em 31 de dezembro de 2023.

PÚBLICA

Reservas estatutárias

De acordo com o Estatuto Social, a constituição das reservas estatutárias previstas abaixo deverá ser considerada na proposta para distribuição de lucros, observada a seguinte ordem de prioridade:

- Reserva de custeio dos programas de P&D: constituída mediante a apropriação do lucro líquido equivalente a 0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social, e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva atingiu o limite em 31 de dezembro de 2023.

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

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

O saldo desta reserva é referente ao incentivo de subvenção para investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

32.4.2. Remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos, juros sobre o capital próprio (JCP) e recompra de ações com base nos limites definidos em lei, no estatuto social e na política de remuneração aos acionistas da Companhia.

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a Companhia não auferir lucro.

O pagamento de dividendos poderá ser realizado apenas aos detentores de ações preferenciais, caso os dividendos prioritários absorvam todo o lucro líquido ajustado do exercício ou alcancem valor igual ou superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25%.

a) Política de Remuneração aos Acionistas

A política de remuneração aos acionistas, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

PÚBLICA

- remuneração mínima anual de US$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do Brent for superior a US$ 40/bbl, a qual poderá ser distribuída independente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política. Essa remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da Companhia;

- em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor (US$ 65 bilhões no PE 2024-2028) 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% (anteriormente 60%) do fluxo de caixa livre, correspondente ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societária, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da Companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da Companhia do respectivo trimestre;

- eventuais valores relativos às recompras de ações realizadas pela Companhia, apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado de cada período, serão deduzidos do valor resultante da fórmula aplicada a cada trimestre;

- a Companhia poderá, em casos excepcionais, realizar a distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da Companhia seja preservada;

- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e

- a Companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da Companhia.

b) Programa de recompra de ações

Em 3 de agosto de 2023, o CA aprovou o programa de recompra de ações, cujo objetivo é a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da Companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa será realizado no contexto da política de remuneração de acionistas, com um prazo máximo de 12 meses.

Em 4 de agosto de 2024, o Programa foi encerrado e, ao longo do período em que esteve vigente, resultou na recompra de um total de 155.468.500 ações preferenciais pela Companhia, no montante de US$ 1.116, considerando os custos de transação de US$ (407 mil), sendo:

i. 104.064.000 ações no período de agosto a dezembro de 2023 no valor de US$ 735, incluindo custos de transação; e

ii. 51.404.500 ações no período de janeiro a junho de 2024 no valor de US$ 381, incluindo custos de transação.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 36.

PÚBLICA

c) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

Para o exercício de 2024, a remuneração proposta aos acionistas da Petrobras foi de US$ 13.457, a ser realizada com base na política de remuneração aos acionistas, considerando 45% do fluxo de caixa livre de 2024 (ambos calculados em reais), que inclui e recompra de ações, além da distribuição de dividendos extraordinários, conforme a seguir:

	2024	2023
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP) (1)	13.076	14.754
Recompra de ações (2)	381	735
Total da remuneração aos acionistas	**13.457**	**15.489**

(1) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, conforme nota 32.4.2e.
(2) Exclui custos de transação.

d) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2023

Em 2024, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de de US$ 11.493 (R$ 64.139 milhões), equivalente a US$ 0,8917 (R$ 4,976) por ação preferencial e ordinária em circulação, com base no resultado do período de janeiro a setembro de 2024 e com utilização de reservas de lucros, conforme tabela a seguir:

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação (ON e PN)	Valor
Dividendos e JCP - 1º trimestre de 2024 (1)	13.05.2024	11.06.2024	0,2029	2.615
Dividendos e JCP - 2º trimestre de 2024	08.08.2024	21.08.2024	0,1875	2.417
Dividendos e JCP - 3º trimestre de 2024	07.11.2024	23.12.2024	0,2346	3.023
Dividendos extraordinários	21.11.2024	11.12.2024	0,2668	3.438
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			**0,8917**	**11.493**
Atualização monetária das antecipações pela Selic (2)			0,0082	106
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente			**0,9000**	**11.599**
Com resultado do exercício				7.452
Com reservas de lucros				4.147

(1) O valor por ação foi atualizado devido à alteração do número de ações em tesouraria decorrente do programa de recompra de ações.
(2) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2024.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2024, no valor de US$ 106, conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2024.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2024 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de US$ 1.319. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme previsto na legislação aplicável.

e) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2024

A proposta de dividendos do exercício de 2024 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2025, no montante de US$ 13.076 (US$ 1,0146 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de US$ 1.446, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US$ 6.006 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e US$ 5.624 oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está de acordo com a política de remuneração aos acionistas.

Em relação aos dividendos de 2023, em 25 de abril de 2024, a AGO aprovou a alteração da proposta original da administração, de 7 de março de 2024, de dividendos referentes à aplicação da fórmula da Política de Remuneração aos Acionistas (US$ 14.754). O montante total foi ajustado para contemplar a distribuição de 50% do lucro líquido remanescente que estava alocado à reserva de remuneração do capital como dividendo extraordinário (US$ 4.244). Dessa forma, o total dos dividendos relativos ao exercício de 2023 aprovados na AGO alcançou US$ 18.998 (equivalentes a US$ 1,4634 por ação preferencial e ordinária em circulação).

PÚBLICA

f) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de dividendos a pagar no passivo circulante, no valor de US$ 2.657, líquidos de imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre capital próprio de US$ 385, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 7 de novembro de 2024 relativa ao terceiro trimestre de 2024. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2025 e a segunda parcela foi paga em 20 de março de 2025.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do saldo de dividendos a pagar:

	2024	2023
Saldo inicial consolidado de dividendos a pagar	**3.539**	**4.171**
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	38	2
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas da Petrobras	**3.501**	**4.169**
Adição por deliberação da AGO	7.178	6.864
Adição por deliberação do CA (antecipações)	11.493	11.605
Pagamento	(18.327)	(19.670)
Atualização monetária	385	512
Transferências (dividendos não reclamados)	(64)	(84)
IRRF sobre JCP e atualização monetária	(383)	(410)
Ajuste de conversão	(1.145)	515
Saldo final	**2.638**	**3.501**
Saldo final de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	19	38
Saldo final consolidado de dividendos a pagar	**2.657**	**3.539**

Os dividendos adicionais propostos, no montante de US$ 1.477 (US$ 0,1146 por ação em circulação), serão mantidos no patrimônio líquido até sua aprovação na AGO prevista para abril de 2025, quando serão reconhecidos como passivo, se aprovados.

32.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras é de US$ 276 registrado como outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21 (US$ 337 em 31 de dezembro de 2023). O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da Companhia.

	2024	2023
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	**337**	**241**
Prescrição	(54)	(7)
Transferências (dividendos a pagar)	64	84
Ajuste de conversão	(71)	19
Saldo Final	**276**	**337**

Como a Companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de US$ 54 foi contabilizado em contrapartida à conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido.

O quadro abaixo apresenta uma expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados, caso as pendências cadastrais não sejam regularizadas pelos acionistas da Petrobras.

	31.12.2024
Aging de prescrição dividendos não reclamados	
2025	**136**
2026	**68**
2027	**72**
	276

PÚBLICA

Prática contábil sobre distribuição de dividendos

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizado no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras são transferidos de dividendos a pagar para outros passivos circulantes e prescreverão em favor da Companhia dentro de 3 anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, conforme estatuto social da Petrobras, sendo reclassificados de outros passivos circulantes para lucros acumulados, no patrimônio líquido.

32.5. Resultado por ação

	2024			2023			2022		
Por ação	**Ordinárias**	**Preferencia**	**Total**	**Ordinárias**	**Preferencia**	**Total**	**Ordinárias**	**Preferencia**	**Total**
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	4.343	3.185	7.528	14.221	10.663	24.884	20.895	15.728	36.623
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.231.382	5.456.530.746	12.898.762.128	7.442.231.382	5.580.057.862	13.022.289.244	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261
Lucro básico e diluído por ação	0,58	0,58	0,58	1,91	1,91	1,91	2,81	2,81	2,81
Lucro básico e diluído por ADR	1,16	1,16	1,16	3,82	3,82	3,82	5,62	5,62	5,62

(1) As ADS da Petrobras são equivalentes a 2 ações.

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro do exercício atribuído aos acionistas da Companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação. A variação na média ponderada da quantidade de ações em circulação é decorrente do Programa de Recompra de Ações (ações preferenciais) vigente na Companhia.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando o lucro e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude de a Petrobras não possuir ações potenciais

33. Gerenciamento de riscos financeiros

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa.

PÚBLICA

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da Companhia. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na Companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

No contexto do seu processo corporativo de gestão de riscos, a Petrobras mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de mercado em determinadas ocasiões, além de designar como contabilidade de hedge (hedge accounting) relações entre certas obrigações em dólares e exportações futuras altamente prováveis para proteção das flutuações cambiais.

A Companhia apresenta análise de sensibilidade no horizonte de aplicação de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de *commodities*, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

Os efeitos dos instrumentos financeiros derivativos e do hedge accounting são demonstrados a seguir:

33.1. Demonstração de resultado

	2024	2023	2022
Risco Cambial			
Cross-currency Swap CDI x Dólar - Nota 33.4.1 (b)	(96)	81	211
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.4.1 (a)	(2.992)	(3.763)	(4.871)
Risco de taxa de juros			
Swap Libra Esterlina x Dólar	–	–	(297)
Swap - IPCA X CDI - Nota 33.4.1 (b)	(78)	25	(50)
Outros	–	–	5
Reconhecido em Resultado Financeiro	**(3.166)**	**(3.657)**	**(5.002)**
Risco de preço (derivativos de *commodities*)			
Reconhecido em outras despesas operacionais	42	11	(256)
Total	**(3.124)**	**(3.646)**	**(5.258)**

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

33.2. Demonstração de resultados abrangentes

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício		
	2024	2023	2022
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.4.1 (a)	(12.635)	8.317	10.094
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.295	(2.830)	(3.432)
Total	**(8.340)**	**5.487**	**6.662**

33.3. Balanço Patrimonial

	31.12.2024	31.12.2023
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(101)	20
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	1	10
Total reconhecido no balanço patrimonial	**(100)**	**30**
Outros ativos (nota explicativa 21)	29	92
Outros passivos (nota explicativa 21)	(129)	(62)

PÚBLICA

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2024 e representa sua exposição a riscos:

	Posição Patrimonial Consolidada					
	Valor nocional		Valor justo Posição Ativa (Passiva)		Hierarquia do valor	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023		
Derivativos não designados como Hedge accounting						
Risco cambial [1]						
Cross-currency swap - CDI x US$	488	729	(105)	(49)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD)	(20)	(1)	0	0	Nível 2	2025
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	R$ 3.008	R$ 3.008	17	68	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados [2]	(1.450)	(1.053)	(13)	1	Nível 1	2025
Swap - Óleo de Soja - Posição vendida [3]	0	(1)	0	0	Nível 2	-
Total de operações com derivativos em aberto			**(101)**	**20**		

(1) Valores em US$ e R$ representam milhões das respectivas moedas.
(2) Valor nocional em mil bbl
(3) Valor nocional em mil toneladas

Operações com derivativos comerciais exigem garantias, registradas em outros ativos e passivos:

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2024	31.12.2023
Derivativos de *commodities*	69	18

Patrimônio Líquido

	Perda acumulada em outros resultados abrangentes		
	2024	2023	2022
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.4.1 (a)	(30.845)	(18.210)	(26.527)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.485	6.190	9.020
Total	**(20.360)**	**(12.020)**	**(17.507)**

33.4. Risco de mercado

33.4.1. Gerenciamento de risco cambial

A Companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R$/US$, assim como de outras moedas em relação ao real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

PÚBLICA

Nessas situações, a Companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R$/US$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares da Companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo. O hedge accounting envolvendo exportações futuras da Companhia está apresentado na nota explicativa 33.4.1(a).

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a Companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos. As posições com derivativos de moeda estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) *Hedge* de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

A Companhia utiliza o hedge accounting para o risco decorrente das variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção).

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2024, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R$/US$ de 6,1923, são apresentados a seguir:

				Valor dos Instrumentos de Proteção em 30 de setembro de 2024	
Instrumento de *Hedge*	**Objeto de *Hedge***	**Tipo de Risco protegido**	**Período de Proteção**	**US$ milhões**	**R$ milhões**
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R$ x US$	De jan/2025 a dez/2034	65.900	408.073

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	**US$ milhões**	**R$ milhões**
Designações em 31 de dezembro de 2023	65.138	315.350
Novas designações, revogações e redesignações	18.993	104.302
Realização por exportações	(9.767)	(52.126)
Amortização de endividamento	(8.464)	(46.114)
Variação Cambial	-	86.661
Valor em 31 de dezembro de 2024	**65.900**	**408.073**
Valor nominal dos instrumentos de *hedge* (financiamentos e arrendamentos) em 31 de dezembro de 2024	**84.690**	**524.425**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi reconhecido uma perda cambial de US$ 208 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho cambial de US$ 172 no mesmo período de 2023).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 69,11% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2024, a ser realizada pelas exportações futuras:

PÚBLICA

	2024	2023
Saldo inicial	**(18.210)**	**(26.527)**
Reconhecido no patrimônio líquido	(15.627)	4.554
Transferido para resultado por realização	2.992	3.763
Outros resultados abrangentes	**(12.635)**	**8.317**
Saldo final	**(30.845)**	**(18.210)**

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US$ 10/barril que o considerado no Plano de Negócios 2025-2029 indicaria a necessidade de reclassificação da variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2024, sem efeito tributário, é demonstrada a seguir:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
Expectativa de realização	(5.557)	(5.697)	(5.766)	(4.497)	(3.658)	(5.670)	(30.845)

Prática contábil para *hedge accounting*

No início da relação de proteção, a Companhia documenta a relação de proteção e o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o hedge, incluindo a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de hedge.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a Companhia designa relações de hedge entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de hedge individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as "exportações futuras altamente prováveis" de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e hedge individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares. A Companhia considera como "exportações futuras altamente prováveis" apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da Companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R$/US$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de hedge podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Na contabilidade de hedge de fluxos de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de hedge é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificada para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

PÚBLICA

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de hedge vence ou é liquidado, a Companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de hedge. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a Companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de hedge em uma nova relação de hedge.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Instrumentos financeiros derivativos não designados como *hedge accounting*

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de cross-currency swap CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029. Em setembro de 2024, o valor nocional vencido foi de US$ 241.

A metodologia utilizada para cálculo do valor justo desta operação de swap consiste em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato e as projeções das curvas de DI, cupom IPCA e cupom cambial, descontando a valor presente pela taxa livre de risco. As curvas são obtidas na Bloomberg com base nos contratos futuros negociados na bolsa.

Em seguida, a marcação a mercado é ajustada ao risco de crédito das instituições financeiras, que não é relevante em volume financeiro, considerando que a Companhia utiliza bancos de primeira linha.

Alterações das curvas futuras de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da Companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. Na elaboração da análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros, o choque paralelo nesta curva foi estimado em função do prazo médio de vencimento dos swaps e da metodologia sobre o horizonte de aplicação da sensibilidade, apresentada anteriormente, que resultou em impacto de 618 BP (basis points) na taxa de juros estimada. Os efeitos desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, estão apresentados na tabela a seguir:

Instrumento	Cenário razoavelmente possível
SWAP CDI x USD	(10)

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

As análises de sensibilidade abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes. O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, boletim Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo ano, conforme a seguir:

- Dólar X real - valorização do real em 3,15%;
- Euro x dólar - desvalorização do euro em 1,03%; e
- Libra x dólar - desvalorização da libra em 1,32%.

PÚBLICA

O cenário razoavelmente possível possui as mesmas referências e considera a desvalorização de 20% do câmbio de fechamento do ano (risco) em relação à moeda de referência durante o período analisado à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais.

Riscos	Instrumentos	Exposição em 12.31.2024	Exposição em R$ milhões	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Dólar / Real	Ativos	7.616	47.159	(240)	1.523
	Passivos	(113.943)	(705.569)	3.594	(22.789)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(3.023)	15	(98)
	Hedge de fluxo de caixa sobre	65.900	408.073	(2.078)	13.180
		(40.915)	(253.360)	1.291	(8.184)
Euro / Dólar	Ativos	941	5.824	10	188
	Passivos	(1.552)	(9.611)	(16)	(310)
		(611)	(3.787)	(6)	(122)
Libra / Dólar	Ativos	934	5.784	12	187
	Passivos	(1.841)	(11.402)	(24)	(368)
		(907)	(5.618)	(12)	(181)
Outros	Ativos	21	131	4	(2)
	Passivos	(42)	(257)	1	(8)
		(21)	(126)	5	(10)
	Total	**(42.454)**	**(262.891)**	**1.278**	**(8.497)**

33.4.2. Gerenciamento de risco de preços – petróleo, derivados e outras *commodities*

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

A Companhia, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de *commodities* para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

Na análise de sensibilidade dos derivativos de *commodities*, o cenário provável utiliza referências externas à Companhia, de amplo uso no apreçamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2024, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. O razoavelmente possível reflete o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20%. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

Risco	Operações	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Derivativos não designados como *Hedge accounting*			
Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	(148)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	-
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Opções	-	-
Câmbio - Desvalorização do R$ frente ao US$	Contratos a termo	-	(2)
		-	**(150)**

As posições com derivativos de commodities estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

PÚBLICA

33.4.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, pois não acarretam impactos relevantes, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

Na análise de sensibilidade de risco de taxa de juros, o cenário provável significa o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2024. O valor do cenário razoavelmente possível significa o desembolso caso ocorra uma variação de 40% nessas taxas de juros, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

Risco	Efeito de sensibilidade no resultado	Cenário Possível
Financiamentos		
SOFR 3M [1]	93	120
SOFR 6M [1]	90	106
SOFR O/N [1]	140	195
CDI	401	562
TR	5	6
TJLP	52	73
IPCA	68	95
	849	**1.157**

(1) Representa a Secured Overnight Funding Rate (nota explicativa 24.4).

33.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa, para liquidar as obrigações nas datas previstas, é gerenciada pela Companhia rotineiramente. O risco de liquidez também é mitigado ao se definir parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e ao analisar periodicamente os riscos do fluxo de caixa projetado, quantificando por meio de simulações de Monte Carlo os seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros. Dessa forma, é possível dimensionar a necessidade de disponibilidades financeiras para a continuidade operacional e a execução do seu plano estratégico.

Nesse contexto, as demonstrações financeiras consolidadas da Petrobras, mesmo que apresentem capital circulante líquido negativo, não comprometem a sua liquidez.

Adicionalmente, a Companhia mantém linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*) contratadas como reserva de liquidez em situações adversas, conforme nota explicativa 30.5, e avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da Companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

Os fluxos de caixa esperados dos financiamentos, passivo de arrendamento, benefícios pós-emprego e passivo de abandono da Companhia são apresentados nas notas explicativas 30.4 e 31, 18.3.4 e 20, respectivamente.

33.6. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

PÚBLICA

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação baixa de risco.

33.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

A qualidade do crédito destes ativos financeiros tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch, conforme a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Com grau de investimento - rating global	**1.413**	**7.503**	**1.875**	**1.115**
AA	315	593	876	651
A	1.098	6.890	999	464
BBB	–	20	–	
Outras classificações no exterior, incluindo caixa	**215**	**3.251**	**1.026**	**–**
Com grau de investimento - rating local	**1.642**	**1.966**	**1.944**	**4.113**
AAA.br	1.642	1.966	1.944	4.113
Outras classificações no Brasil, incluindo caixa	**1**	**7**	**–**	**–**
Total	**3.271**	**12.727**	**4.845**	**5.228**

Em 31 de dezembro de 2024, o risco do Brasil é BB, o melhor nível dentro da categoria de grau especulativo, com efeito sobre a classificação de bancos brasileiros no exterior. Estes bancos formam a maior parte do saldo de outras classificações no exterior.

Estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, possuem valores justos equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

b) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

Mais informações sobre efeito das avaliações deste risco estão disponíveis nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam a provisão para perdas de crédito esperadas e respectiva prática contábil.

34. Partes relacionadas

A Companhia possui uma política de transações com partes relacionadas, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no estatuto social da Companhia.

PÚBLICA

Esta política orienta a Petrobras na celebração de Transações com Partes Relacionadas de forma a assegurar os interesses da Companhia, alinhada à transparência nos processos, às exigências legais e às melhores práticas de Governança Corporativa, sem conflito de interesses e em observância aos seguintes princípios: competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com: i) União, incluindo suas autarquias e fundações; ii) Fundação Petros; iii) Associação Petrobras de Saúde; iv) sociedades controladas pela Petrobras, caso haja participação no capital social da controlada por parte da União ou de suas Entidades ou de autoridade do ente público a que a Petrobras estiver vinculada ou de pessoas a ele vinculadas; v) sociedades coligadas da Petrobras; vi) sociedades controladas por coligadas da Petrobras e vii) sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, são, quando estipulado, previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE).

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da Companhia pelo CAE, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo CAE e pelo Comitê de Acionistas Minoritários e deverão ser aprovadas por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros presentes do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da Companhia.

34.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A Companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	31.12.2024		31.12.2023	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	65	1	45	4
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	52	15	95	10
Subtotal	117	16	140	14
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	1.114	–	1.819	–
Bancos controlados pela União Federal	12.030	2.675	15.526	2.119
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	–	–	278	–
União Federal (1)	–	1.046	–	1.378
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	–	79	–	28
Outros	235	85	138	80
Subtotal	**13.379**	**3.885**	**17.761**	**3.605**
Petros	44	234	64	305
Total	13.540	4.135	17.965	3.924
Circulante	1.557	1.382	2.684	1.676
Não circulante	11.983	2.753	15.281	2.248

(1) Inclui valores de arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

PÚBLICA

	2024	2023	2022
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Distribuidoras estaduais de gás natural [1]	–	–	1.196
Empresas do setor petroquímico	3.505	3.402	4.465
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	50	57	96
Subtotal	3.555	3.459	5.757
Entidades governamentais			
Títulos públicos federais	145	210	204
Bancos controlados pela União Federal	–	(19)	71
Setor elétrico	–	233	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	7	15	62
União Federal	(112)	(124)	288
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(599)	(361)	(657)
Outros	(255)	(204)	(79)
Subtotal	(814)	(250)	(111)
Petros	(19)	(19)	**(21)**
Total - Receitas (Despesas)	**2.722**	**3.190**	**5.625**
Receitas, principalmente de vendas	3.536	3.450	5.821
Compras e serviços	15	12	(4)
Receitas e despesas operacionais	(871)	(582)	(804)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(105)	(267)	299
Receitas (despesas) financeiras líquidas	147	577	313
Total - Receitas (Despesas)	**2.722**	**3.190**	**5.625**

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da Companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 14.

O passivo com planos de pensão dos empregados da Companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 18.

34.2. Membros chave da administração da Companhia

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações mensais de empregados da Petrobras, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, relativas aos exercícios de 2024 e 2023 foram as seguintes:

	Controladora (em US$ dólares)	
Remuneração do empregado	**2024**	**2023**
Menor remuneração	731	920
Remuneração média	4.249	4.921
Maior remuneração	18.194	21.516

	Controladora	
Empregados	**2024**	**2023**
Quantidade de empregados	41.778	40.213

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2023 e 2022 foram as seguintes:

PÚBLICA

	Controladora (em US$ dólares)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	**2024**	**2023**
Menor remuneração (1)	452.163	30.301
Remuneração média (2)	615.641	765.364
Maior remuneração (3)	563.303	562.491

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024, que tenham atuado por 12 meses. Caso não tenham membros que não se enquadrem nesta condição, deve ser considerado o menor valor pago.

(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.

As remunerações totais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	Controladora					
	2024			2023		
	Diretoria Executiva	**Conselho de Administração**	**Total**	**Diretoria Executiva**	**Conselho de Administração**	**Total**
Salários e benefícios	3,0	0,4	3,4	3,0	0,1	3,1
Encargos sociais	0,8	–	0,8	0,9	–	0,9
Previdência complementar	0,3	–	0,3	0,3	–	0,3
Remuneração variável	2,6	–	2,6	2,9	–	2,9
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,5	–	0,5	0,9	–	0,9
Remuneração total	**7,2**	**0,4**	**7,6**	**8,0**	**0,1**	**8,1**
Remuneração total - pagamento realizado (1)	**6,4**	**0,4**	**6,8**	**7,6**	**–**	**7,6**
Número de membros - média mensal	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal	9,00	8,00	17,00	9,00	6,33	15,33

(1) Inclui em Diretoria Executiva a remuneração variável para os Administradores.

Em 2024, a despesa com a remuneração de diretores e conselheiros da Companhia totalizou US$ 14 (US$ 13,9 em 2023).

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem dos Comitês de Auditoria Estatutários renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e fizeram jus a uma remuneração total de US$ 416 mil no exercício de 2024 (US$ 493 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração acumulada foi de US$ 403 mil (US$ 484 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, a remuneração acumulada no período foi de US$ 544 mil (US$ 642 mil, considerando os encargos sociais).

Em 25 de abril de 2024, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US$ 8,6 (R$ 43,21 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2024 e março de 2025.

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2024, foi de US$ 29 mil (US$ 34 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração média anual foi de US$ 31 mil (US$ 38 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, foi de US$ 28 mil (US$ 33 mil, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 4 parcelas anuais.

PÚBLICA

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia provisionou US$ 2,6 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2024 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

Desde 2002, o estatuto social da Companhia estabelece a obrigação de indenizar seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da Companhia, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores, para resguardá-los das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função. A partir de 2018, o estatuto passou a prever, ainda, a possibilidade de a Petrobras celebrar contratos de indenidade, de forma a fazer frente a toda e qualquer despesa em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar responsabilidade por atos regulares de gestão, praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a Companhia, estando os limites e a forma da defesa em processos judiciais e administrativos definidos na Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade, aprovada pelo Conselho de Administração.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2020. A exposição máxima estabelecida pela Companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 500.

O segundo Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 25 de março de 2020, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2022. A exposição máxima estabelecida pela Companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 300.

O terceiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 30 de março de 2022, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2024. A exposição máxima estabelecida pela Companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US$ 200.

O quarto Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2024, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2026. A exposição máxima estabelecida pela Companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi no valor de US$ 161.

A vigência da cobertura prevista no Compromisso se inicia a partir da data de assinatura até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do quinto ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato ou a função/cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela Companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas ou a qualquer tempo em que se verificar um evento indenizável baseado em fato imprescritível.

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro Directors & Officers (D&O) contratada pela Companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora; (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários, observado o princípio da presunção de inocência; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; ou (vi) se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a Companhia.

PÚBLICA

A Companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

No caso de condenação, por ato doloso ou praticado com erro grosseiro, transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da Companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irrecorrível em que se conclua pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à Companhia todos os valores despendidos pela Companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

Visando a evitar a configuração de conflitos de interesses, notadamente o previsto no art. 156 da Lei 6.404/76, a Companhia contratará profissionais externos, que poderão atuar de forma individual ou conjunta, de reputação ilibada, imparcial e independente ("Terceiro Independente"), e com robusta experiência para analisar eventual pleito dos Beneficiários sobre a caracterização de Ato Regular de Gestão ou sobre as hipóteses de exclusões. Além disso, estão vedados de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de despesas os Beneficiários que estiverem pleiteando os referidos valores, em observância ao disposto no art. 156, caput da Lei 6.404/76, Lei das Sociedades por Ações.

35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2024	2023	2022
Valores pagos durante o exercício			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.307	1.403	1.413
Transações que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	1.081	–	19
Arrendamentos	10.107	14.992	6.923
Constituição de provisão para desmantelamento de áreas	6.393	2.641	3.260
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	256	144	1.236
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	–	5	24
Earnout dos campos de Atapu e Sépia	268	280	694

35.1. Reconciliação da depreciação, depleção e amortização com a demonstração dos fluxos de caixa

	2024	2023	2022
Depreciação e depleção no Imobilizado	14.953	15.306	14.618
Amortização no Intangível	134	104	77
Depreciação capitalizada	(2.438)	(1.965)	(1.343)
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(170)	(165)	(134)
Depreciação, depleção e amortização na DFC	**12.479**	**13.280**	**13.218**

PÚBLICA

36. Eventos subsequentes

Cancelamento de ações em tesouraria

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento do total de 155.764.169 ações em tesouraria, sem redução do capital social, sendo 155.541.409 de ações preferenciais e 222.760 de ações ordinárias.

Com o cancelamento das ações em tesouraria, o capital social da Companhia passa a ser dividido em 7.442.231.382 ações ordinárias e 5.446.501.379 ações preferenciais, todas sem valor nominal.

A proposta de atualização do Estatuto Social da Companhia, para refletir essa nova quantidade de ações, será submetida à Assembleia Geral.

Recebimentos de pagamentos contingentes (*earnout*)

Em janeiro de 2025, a Petrobras recebeu pagamentos contingentes referentes a três operações, totalizando US$ 605 (R$ 3.702 milhões), sendo:

- US$ 356 (R$ 2.161 milhões) dos parceiros dos campos de Sépia e Atapu, referente ao Excedente da Cessão Onerosa;
- US$ 166 (R$ 1.025 milhões) da Petro Rio Jaguar Petróleo S.A. (PRIO), relativo à venda da participação da Petrobras no campo de Albacora Leste; e
- US$ 83 (R$ 516 milhões) da Karoon Petróleo & Gás Ltda. correspondente a venda do campo de Baúna.

Todos esses recebimentos estão de acordo com os termos dos contratos negociados entre as partes.

Acordo com a EIG

Em 7 de março de 2025, a Petrobras e a EIG celebraram um acordo para encerrar o litígio entre as partes. Nos termos do acordo, a Petrobras pagou à EIG o valor de US$ 283, enquanto a EIG solicitou o encerramento da ação judicial pendente na Corte Distrital de Columbia e o cancelamento da medida cautelar de bloqueio dos ativos da Companhia na Holanda, bem como a renúncia a quaisquer direitos relacionados ao litígio. Para obter mais informações, consulte a nota 19.4.3.

PÚBLICA

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A Companhia, em 31 de dezembro de 2024, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A Companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A Companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					
	Brasil	Exterior			Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	Outros	Total		
31 de dezembro de 2024						
Reservas de petróleo e gás não provadas	2.924	160	–	160	3.084	–
Reservas de petróleo e gás provadas	75.088	284	–	284	75.372	651
Equipamentos de suporte	95.073	726	1	727	95.800	–
Custos capitalizados brutos	173.085	1.170	1	1.171	174.256	651
Depreciação, depleção e amortização	(57.940)	(815)	(1)	(816)	(58.756)	(330)
Custos capitalizados, líquidos	**115.145**	**355**	**–**	**355**	**115.500**	**321**
31 de dezembro de 2023						
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.764	61	–	61	3.825	–
Reservas de petróleo e gás provadas	82.396	243	–	243	82.639	607
Equipamentos de suporte	103.284	758	1	759	104.043	–
Custos capitalizados brutos	189.444	1.062	1	1.063	190.507	607
Depreciação, depleção e amortização	(63.003)	(811)	(1)	(812)	(63.815)	(289)
Custos capitalizados, líquidos	**126.441**	**251**	**–**	**251**	**126.692**	**318**
31 de dezembro de 2022						
Reservas de petróleo e gás não provadas	4.227	55	–	55	4.282	–
Reservas de petróleo e gás provadas	83.030	205	–	205	83.235	762
Equipamentos de suporte	69.735	732	1	733	70.468	–
Custos capitalizados brutos	156.993	992	1	993	157.986	762
Depreciação, depleção e amortização	(52.836)	(769)	(1)	(770)	(53.606)	(224)
Custos capitalizados, líquidos	**104.156**	**223**	**–**	**223**	**104.380**	**538**

PÚBLICA

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

				Consolidado	
	Brasil	Exterior		Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	Total		
31 de dezembro de 2024					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	21	–	–	21	–
Custos de exploração	861	119	119	980	–
Custos de desenvolvimento	14.007	34	34	14.041	14
Total	**14.889**	**153**	**153**	**15.042**	**14**
Em 31 de dezembro de 2023					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	146	–	–	146	–
Custos de exploração	862	11	11	873	10
Custos de desenvolvimento	10.929	53	53	10.982	37
Total	**11.937**	**64**	**64**	**12.001**	**47**
Em 31 de dezembro de 2022					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	892	–	–	892	–
Custos de exploração	707	51	51	758	1
Custos de desenvolvimento	6.883	31	31	6.914	30
Total	**8.482**	**82**	**82**	**8.564**	**31**

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022 são apresentados na tabela a seguir. A Companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela Companhia podem não ser indicativos do preço que a Companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela Companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

PÚBLICA

	Consolidado						
	Brasil	Exterior				Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
Em 31 de dezembro de 2024							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	175	133	–	–	133	308	170
Intersegmentos	60.208	–	–	–	–	60.208	–
	60.383	133	–	–	133	60.516	170
Custos de produção	(15.472)	(59)	–	–	(59)	(15.531)	(50)
Despesas de exploração	(901)	(12)	–	–	(12)	(913)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(9.248)	(44)	–	–	(44)	(9.292)	(36)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.239)	(5)	–	–	(5)	(1.244)	–
Outras despesas operacionais	(5.547)	(5)	71	(1)	65	(5.482)	(10)
Resultado antes dos impostos	27.977	8	71	(1)	77	28.054	74
Imposto de renda e contribuição social	(9.538)	(3)	2	1	–	(9.538)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**18.439**	**5**	**73**	**–**	**77**	**18.516**	**74**
Em 31 de dezembro de 2023							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	631	136	–	–	136	767	159
Intersegmentos	66.113	–	–	–	–	66.113	–
	66.744	136	–	–	136	66.880	159
Custos de produção	(16.946)	(63)	–	–	(63)	(17.009)	(36)
Despesas de exploração	(981)	(1)	–	–	(1)	(982)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(10.186)	(44)	–	–	(44)	(10.230)	(26)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(2.105)	–	–	–	–	(2.105)	(75)
Outras despesas operacionais	(2.504)	(15)	(8)	(1)	(24)	(2.528)	(25)
Resultado antes dos impostos	34.023	12	(8)	(1)	3	34.026	(3)
Imposto de renda e contribuição social	(11.568)	(4)	3	1	(1)	(11.569)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**22.455**	**8**	**(5)**	**(1)**	**2**	**22.457**	**(3)**
Em 31 de dezembro de 2022							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	1.153	158	–	–	158	1.311	275
Intersegmentos	76.579	–	–	–	–	76.579	–
	77.732	158	–	–	158	77.890	275
Custos de produção	(19.975)	(75)	–	–	(75)	(20.050)	(41)
Despesas de exploração	(719)	(168)	–	–	(168)	(887)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(10.373)	(42)	–	–	(42)	(10.415)	(42)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.216)	(2)	–	–	(2)	(1.218)	–
Outras despesas operacionais	3.000	(1)	(8)	21	12	3.012	(22)
Resultado antes dos impostos	48.449	(130)	(8)	21	(117)	48.332	170
Imposto de renda e contribuição social	(16.474)	44	–	(3)	41	(16.433)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**31.975**	**(86)**	**(8)**	**19**	**(76)**	**31.899**	**170**

PÚBLICA

(iv) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da Companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2024, 2023 e 2022 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Reservas provadas para as quais há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

PÚBLICA

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Óleo no Brasil**	**Óleo na América do Sul**	**Óleo sintético no Brasil**	**Total consolidado**	**Óleo na América do Norte**	**Total**
Em 01 de janeiro de 2024	9.210	2	–	9.212	16	9.228
Extensões e descobertas	–	–	–	–	–	–
Revisão de estimativas anteriores	1.185	–	–	1.185	–	1.184
Produção no ano	(761)	–	–	(761)	(2)	(764)
Reservas em 31.12.2024	**9.634**	**2**	**–**	**9.636**	**13**	**9.649**
Em 01 de janeiro de 2023	8.908	2	–	8.910	16	8.926
Extensões e descobertas	95	–	–	95	–	95
Revisão de estimativas anteriores	1.140	–	–	1.140	2	1.142
Vendas de reservas	(147)	–	–	(147)	–	(147)
Produção no ano	(786)	–	–	(786)	(2)	(789)
Reservas em 31.12.2023	**9.210**	**2**	**–**	**9.212**	**16**	**9.228**
Em 01 de janeiro de 2022	8.406	2	10	8.419	17	8.435
Revisão de estimativas anteriores	1.705	–	–	1.705	3	1.708
Vendas de reservas (1)	(455)	–	(10)	(465)	(1)	(465)
Produção no ano	(748)	–	(1)	(749)	(3)	(752)
Reservas em 31.12.2022	**8.908**	**2**	**–**	**8.910**	**16**	**8.926**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

PÚBLICA

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Gás natural no Brasil**	**Gás natural na América do Sul**	**Gás sintético no Brasil**	**Total consolidado**	**Gás natural na América do Norte**	**Total**
Em 01 de janeiro de 2024	9.335	163	–	9.498	7	9.504
Extensões e descobertas	–	7	–	7	–	7
Revisão de estimativas anteriores	796	19	–	815	(4)	811
Produção no ano	(549)	(20)	–	(569)	(1)	(570)
Reservas em 31.12.2024	**9.582**	**168**	**–**	**9.750**	**2**	**9.752**
Em 01 de janeiro de 2023	8.504	173	–	8.677	6	8.683
Extensões e descobertas	779	15	–	794	–	794
Revisão de estimativas anteriores	673	(5)	–	668	1	669
Vendas de reservas	(47)	–	–	(47)	–	(47)
Produção no ano	(573)	(20)	–	(594)	(1)	(595)
Reservas em 31.12.2023	**9.335**	**163**	**–**	**9.498**	**7**	**9.504**
Em 01 de janeiro de 2022	7.912	177	17	8.106	7	8.113
Revisão de estimativas anteriores	1.560	16	–	1.575	–	1.575
Vendas de reservas (1)	(382)	–	(15)	(397)	(1)	(398)
Produção no ano	(586)	(20)	(1)	(606)	(1)	(607)
Reservas em 31.12.2022	**8.504**	**173**	**–**	**8.677**	**6**	**8.683**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem o gás consumido nas operações, que representam 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2024.

PÚBLICA

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2024, 2023 e 2022:

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Óleo equiv. no Brasil**	**Óleo equiv. na América do Sul**	**Óleo equiv. sintético no Brasil**	**Total consolidado**	**Óleo equiv. na América do Norte**	**Total**
Em 01 de janeiro de 2024	10.873	31	–	10.904	17	10.921
Extensões e descobertas	–	1	–	1	–	2
Revisão de estimativas anteriores	1.326	4	–	1.330	(1)	1.329
Produção no ano	(859)	(4)	–	(863)	(3)	(865)
Reservas em 31.12.2024	**11.341**	**32**	**–**	**11.372**	**14**	**11.386**
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	–	10.455	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	–	236	–	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	–	1.259	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	–	–	(155)	–	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	–	(892)	(2)	(894)
Reservas em 31.12.2023	**10.873**	**31**	**–**	**10.904**	**17**	**10.921**
Em 01 de janeiro de 2022	9.816	33	13	9.862	18	9.880
Revisão de estimativas anteriores	1.983	3	–	1.986	3	1.989
Vendas de reservas (1)	(523)	–	(12)	(536)	(1)	(536)
Produção no ano	(852)	(4)	(1)	(857)	(3)	(860)
Reservas em 31.12.2022	**10.423**	**33**	**–**	**10.455**	**17**	**10.473**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Em 2024, incorporamos 1.330 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 883 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sépia, e outros campos nas Bacias de Santos, Campos e Solimões;

(ii) adição de 447 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na Bacia de Santos e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2024, resultou em 11.386 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 865 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Em 2023, incorporamos 1.262 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;

PÚBLICA

(ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, incorporamos 237 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente em função da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos.

Além disso, as reservas provadas foram reduzidas em 155 milhões de boe, decorrentes de ações de desinvestimentos.

A reserva provada total da Companhia, em 2023, resultou em 10.921 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 894 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Em 2022, incorporamos 1.989 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.279 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos; e

(ii) adição de 710 milhões de boe decorrente de outras revisões, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos e pela prorrogação contratual dos campos Rio Urucu e Leste do Urucu. Não tivemos alterações relevantes referentes à variação do preço do petróleo.

As adições nas reservas provadas foram parcialmente reduzidas em 536 milhões de boe, decorrentes da cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e do efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros.

A reserva provada total da Companhia, em 2022, resultou em 10.473 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e cessões de direito descritas acima e descontando a produção do ano, de 860 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos da America e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas pela Companhia.

PÚBLICA

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.884	5.387	5.843
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	80	15
Total Entidades Consolidadas	**4.885**	**5.467**	**5.858**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	13	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	**13**	**2**	**14**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.898**	**5.469**	**5.872**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.750	4.194	5.497
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	89	17
Total Entidades Consolidadas	**4.751**	**4.283**	**5.514**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	–	–	–
Total Investidas por equivalência patrimonial	**–**	**–**	**–**
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.751**	**4.283**	**5.514**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**9.649**	**9.752**	**11.386**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 14% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 17% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.710	5.522	5.694
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	92	17
Total Entidades Consolidadas	**4.711**	**5.614**	**5.711**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	6	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	**14**	**6**	**15**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.726**	**5.620**	**5.727**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.500	3.814	5.179
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	70	13
Total Entidades Consolidadas	**4.501**	**3.884**	**5.193**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	**2**	**1**	**2**
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.503**	**3.885**	**5.194**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**9.228**	**9.504**	**10.921**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 25% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 26% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 6% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 7% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

PÚBLICA

	2022		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.185	5.097	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	91	17
Total Entidades Consolidadas	**4.186**	**5.188**	**5.110**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	5	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	**14**	**5**	**15**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.200**	**5.193**	**5.125**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.723	3.407	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	82	15
Total Entidades Consolidadas	**4.724**	**3.489**	**5.346**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	**2**	**1**	**2**
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.726**	**3.490**	**5.348**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.926**	**8.683**	**10.473**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 2% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 4% nas reservas não desenvolvidas.
(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos
Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

PÚBLICA

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 do FASB – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, inclusive custos de abandono, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 do FASB requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

PÚBLICA

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			
		Exterior		
	Brasil	América do Sul	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2024				
Fluxos de caixa futuros	800.773	579	801.353	941
Custo de produção futuros	(304.051)	(336)	(304.387)	(139)
Custo de desenvolvimento futuros	(74.770)	(107)	(74.877)	(34)
Despesa futura de imposto de renda	(149.968)	(58)	(150.026)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	271.984	78	272.062	768
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(128.559)	(31)	(128.590)	(262)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**143.425**	**47**	**143.473**	**506**
Em 31 de dezembro de 2023				
Fluxos de caixa futuros	819.428	650	820.078	1.213
Custo de produção futuros	(348.787)	(354)	(349.142)	(191)
Custo de desenvolvimento futuros	(64.121)	(113)	(64.235)	(13)
Despesa futura de imposto de renda	(140.774)	(43)	(140.818)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	265.745	139	265.884	1.009
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(120.216)	(46)	(120.262)	(319)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**145.529**	**93**	**145.622**	**691**
Em 31 de dezembro de 2022				
Fluxos de caixa futuros	983.826	837	984.663	1.581
Custo de produção futuros	(399.655)	(357)	(400.012)	(273)
Custo de desenvolvimento futuros	(62.548)	(128)	(62.676)	(21)
Despesa futura de imposto de renda	(178.412)	(88)	(178.500)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	343.211	264	343.475	1.287
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(151.828)	(124)	(151.951)	(401)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**191.383**	**141**	**191.524**	**886**

(1) Capitalização semestral
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			
		Exterior		
	Brasil	América do Sul	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
Em 01 de janeiro de 2024	145.529	93	145.622	691
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(44.911)	(52)	(44.963)	(119)
Custos de desenvolvimento incorridos	14.007	34	14.040	14
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	7	7	2
Revisões de estimativas anteriores de volumes	32.619	26	32.645	(31)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	10.226	(41)	10.185	(71)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(23.749)	(18)	(23.767)	(6)
Acréscimo de desconto	14.553	13	14.566	60
Variação líquida do imposto de renda	(4.848)	(17)	(4.865)	–
Outros - não especificados	–	3	3	(32)
Em 31 de dezembro de 2024	**143.425**	**47**	**143.473**	**506**
Em 01 de janeiro de 2023	191.383	141	191.524	886
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(49.797)	(54)	(49.851)	(123)
Custos de desenvolvimento incorridos	10.929	53	10.982	37
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(3.894)	–	(3.894)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	5.858	19	5.876	11
Revisões de estimativas anteriores de volumes	31.616	3	31.619	82
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	(63.907)	(97)	(64.004)	(201)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(16.409)	(27)	(16.436)	(17)
Acréscimo de desconto	19.138	20	19.159	68
Variação líquida do imposto de renda	20.611	30	20.641	–
Outros - não especificados	–	5	5	(53)
Em 31 de dezembro de 2023	**145.529**	**93**	**145.622**	**691**
Em 01 de janeiro de 2022	114.780	89	114.869	470
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(54.230)	(62)	(54.291)	(235)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.883	31	6.913	29
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(17.030)	–	(17.030)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	–	–	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	64.535	17	64.553	82
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	129.462	122	129.584	349
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(23.317)	(39)	(23.356)	(4)
Acréscimo de desconto	11.478	14	11.492	93
Variação líquida do imposto de renda	(41.178)	(17)	(41.194)	–
Outros - não especificados	–	(15)	(15)	92
Em 31 de dezembro de 2022	**191.383**	**141**	**191.524**	**886**

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, avaliar a eficácia e manter adequados controles internos sobre relatórios financeiros. O controle interno é um processo desenvolvido por nossos CEO e CFO, supervisionado por nosso Conselho de Administração e realizado por nossos executivos, gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação das nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as normas internacionais (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles internos possam se tornar inadequados devido a mudanças em suas condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia dos nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2024 com base nos critérios estabelecidos na "Estrutura Integrada de Controles Internos (2013)" emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros foram efetivos.

Magda Maria de Regina Chambriard

Presidente

Fernando Sabbi Melgarejo

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos
Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro

Opiniões sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras
Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro 2024 e 2023, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2024, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas "demonstrações financeiras consolidadas"). Também auditamos os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2024, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas, referidas acima, apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2024 e 2023, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2024, de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos materiais, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2024, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

Base para opiniões
A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras, incluída no relatório da administração sobre os controles internos relacionados ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América e o PCAOB.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade limitada brasileira e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada, de responsabilidade limitada por garantia.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude, e de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras são efetivos em todos os aspectos materiais.

Nossas auditorias das demonstrações financeiras consolidadas incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações financeiras consolidadas, incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações financeiras consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza material existe e testar e avaliar o desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossas auditorias também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossas opiniões.

Definições e Limitações dos Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras
Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas podem não evitar ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos pode deteriorar.

Assuntos críticos de auditoria
Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria, ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Avaliação da mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde
Conforme Notas Explicativas 4.4 e 18.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria a seus empregados ativos e ex-empregados. Em 31 de dezembro de 2024, os benefícios definidos das obrigações destes planos de pensão e saúde eram USD 11.398 milhões.

A mensuração das obrigações da Companhia com benefícios definidos desses planos requer a determinação de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos e hospitalares

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade limitada brasileira e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada, de responsabilidade limitada por garantia.

projetados. A Companhia contrata profissionais atuários externos para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na avaliação das obrigações dos planos de pensão com benefícios definidos e de saúde.

Consideramos a determinação da mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria. Foi requerida subjetividade no julgamento do auditor, pois mudanças nas taxas de desconto e nos custos médicos e hospitalares projetados usados para determinar as obrigações com benefícios definidos podem causar mudanças significativas na mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefícios definidos e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinar as obrigações dos planos de pensão com benefícios definidos e de saúde. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos e hospitalares projetados;

- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos profissionais atuários externos contratados pela Companhia para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Isso incluiu a avalição da natureza e escopo do trabalho realizado pelos atuários externos, suas qualificações profissionais e experiências; e

- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avaliação da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados, incluindo a comparação com os dados obtidos de fontes externas.

Avaliação do teste de redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção
Conforme Notas Explicativas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.2(a) e 25 das demonstrações financeiras consolidadas, para fins de teste de redução ao valor recuperável, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGCs"), estima o valor recuperável dessas UGCs e compara o valor recuperável com o valor contábil dessas UGCs. O valor contábil das UGCs de exploração e produção em 31 de dezembro de 2024 era USD 7.998 milhões. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o valor das perdas por redução ao valor recuperável reconhecidas em relação às UGCs de exploração e produção foi de USD 1.129 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável das UGCs de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria. Um alto grau de complexidade e subjetividade do julgamento do auditor foi envolvido na avaliação da determinação pela Companhia dessas UGCs e da estimativa do valor recuperável. A determinação das UGCs de exploração e produção requer que o auditor avalie os fatores operacionais que têm impacto sobre as interdependências entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou a segregação dos ativos de petróleo e gás em UGCs. Os fluxos de caixa futuros esperados utilizados para determinar o valor recuperável dependem de determinadas premissas sobre o futuro, incluindo os preços médios do petróleo e do gás natural (Brent); taxa de câmbio (Real / Dólar norte-americano); gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo da recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a mudanças na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos que executamos para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos sobre o processo de avaliação da redução ao valor recuperável da Companhia. Eles incluíram controles relacionados à revisão e à aprovação da determinação pela Companhia das UGCs e das principais premissas utilizadas para estimar o valor recuperável;

- para as mudanças nas UGCs de exploração e produção durante o ano, nós avaliamos os fatores operacionais considerados pela Companhia ao determinar essas mudanças comparando-as com as informações obtidas de fontes internas e externas;

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade limitada brasileira e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada, de responsabilidade limitada por garantia.

- nós avaliamos as projeções de recuperação das reservas de petróleo e gás preparadas internamente pela Companhia, comparando-as com os volumes estimados certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia e, para uma seleção de UGCs, com a produção histórica;

- nós avaliamos o escopo do trabalho, a competência e a objetividade dos engenheiros internos responsáveis pela estimativa das reservas de petróleo e gás, bem como do especialista externo em reservas contratado pela Companhia que certificou os volumes estimados de reservas. Isso incluiu a avaliação da natureza e do escopo do trabalho que foram contratados para realizar, bem como suas qualificações e sua experiência profissional;

- nós avaliamos, para uma seleção de UGCs, os gastos capitalizáveis e operacionais futuros projetados da Companhia por meio da comparação dessas projeções com o mais recente plano de negócios e de gestão aprovado e orçamentos de longo prazo;

- nós avaliamos a capacidade da Companhia de projetar os fluxos de caixa de maneira precisa comparando, para uma seleção de UGCs, os fluxos de caixa estimados dos anos anteriores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 com os fluxos de caixa reais neste ano; e

- nós envolvemos os profissionais de finanças corporativas com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação de determinadas premissas utilizadas no teste de redução ao valor recuperável, tais como as taxas de desconto, os preços médios de petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com as fontes de mercado externo disponíveis.

Avaliação da estimativa da provisão para desmantelamento de áreas
Conforme Notas Explicativas 4.6 e 20 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia registra uma provisão para desmantelamento de áreas que reflete suas obrigações de restaurar o ambiente e desmantelar e remover as instalações de produção de petróleo e gás mediante abandono. Em 31 de dezembro de 2024, o valor contábil da provisão para desmantelamento de áreas era de USD 26.203 milhões. A estimativa da Companhia sobre a provisão para desmantelamento de áreas inclui premissas em relação à natureza e à extensão do reparo ambiental e do trabalho de desmantelamento e remoção, bem como o custo e o prazo deste trabalho.

Identificamos a avaliação da estimativa da provisão para desmantelamento de áreas como um assunto crítico de auditoria. Foi necessário julgamento subjetivo do auditor para avaliar as premissas-chave utilizadas na estimativa, tais como a extensão do trabalho de desmantelamento que será exigido por contratos e regulamentos, os critérios a serem atendidos quando o desmantelamento realmente ocorrer e os custos e o prazo dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de determinados controles internos sobre o processo da Companhia para estimar a provisão para desmantelamento de áreas. Isso incluiu controles relacionados à determinação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo do abandono e dos custos estimados de desmantelamento;

- nós avaliamos as estimativas de prazo até o abandono utilizada pela Companhia comparando as curvas de produção e a vida das reservas de petróleo e gás utilizadas, com volumes de reservas estimados certificados pelo especialista externo em reservas contratado pela Companhia;

- nós envolvemos especialistas em avaliação de infraestrutura com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação do método utilizado para definir a extensão do trabalho de desmantelamento na determinação dos custos estimados, comparando o método aos requisitos regulatórios aplicáveis e às práticas relevantes da indústria, bem como, a avaliação dos custos estimados de desmantelamento, por meio de comparação de determinados custos com contratos existentes;

- nós avaliamos o escopo do trabalho, a competência e a objetividade dos engenheiros internos que estimaram as curvas de produção e a vida útil das reservas de petróleo e gás, além do especialista externo em reservas contratados pela Companhia que certificou os volumes estimados de reservas. Isso incluiu a avaliação da

natureza e do escopo do trabalho que foram contratados para realizar, bem como suas qualificações e sua experiência profissional; e

- nós avaliamos a capacidade da Companhia de prever de maneira precisa os custos dos trabalhos de desmantelamento, comparando uma seleção dos gastos reais incorridos com a desmobilização das instalações de produção de petróleo e gás durante o ano com as previsões da Companhia sobre essas despesas no final do exercício anterior.

/s/ KPMG Auditores Independentes Ltda.

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rio de Janeiro – Brasil
3 de abril de 2025

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos (“PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*”)

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade limitada brasileira e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada, de responsabilidade limitada por garantia.

PETROBRAS

PETR
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE

Cotizado en Latibex
XPBRA

Cotizado en Latibex
XPBR

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO