



Relatório Anual e
Form 20-F
2022

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS

WASHINGTON, D.C. 20549

FORM 20-F

RELATÓRIO ANUAL

DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(D) DA LEI *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934 DOS EUA

referente ao ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2022

Número do Arquivo da Comissão 001-15106

Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

(Nome exato do registrante conforme especificado em seu regulamento)

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

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de incorporação ou organização)

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Rodrigo Araujo Alves

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

(55 21) 3224-4477—dfinri@petrobras.com.br

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

(Nome, telefone, e-mail e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da empresa)

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 de cada bolsa de valores de registro:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova York*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras, ou ADSs (evidenciadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova York*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras (conforme evidenciadas por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais		Bolsa de Valores de Nova York
6,250% de Global Notes com vencimento em 2024, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,299% de Global Notes com vencimento em 2025, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
8,750% de Global Notes com vencimento em 2026, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
7,375% de Global Notes com vencimento em 2027, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,999% de Global Notes com vencimento em 2028, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,750% de Global Notes com vencimento em 2029, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,093% de Global Notes com vencimento em 2030, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,600% de Global Notes com vencimento em 2031, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,875% de Global Notes com vencimento em 2040, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,750% de Global Notes com vencimento em 2041, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,625% de Global Notes com vencimento em 2043, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
7,250% de Global Notes com vencimento em 2044, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,900% de Global Notes com vencimento em 2049, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,750% de Global Notes com vencimento em 2050, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,500% de Global Notes com vencimento em 2051, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,850% de Global Notes com vencimento em 2115, emitidas pela PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York

* Não para negociação, mas apenas com relação ao registro de Ações Depositárias Americanas de acordo com as exigências da Bolsa de Valores de Nova York.

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

Valores mobiliários para os quais há uma obrigação de relatório de acordo com a Seção 15(d) da Lei: Não há

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2022 era:
7.442.231.382 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal
5.601.969.879 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique com uma marca de seleção se o registrante é um emissor experiente e conhecido, conforme definido pela Regra 405 da *Securities Act*.

Sim Não

Se este relatório for um relatório anual ou de transição, indique com uma marca de seleção se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios de acordo com a seção 13 ou 15(d) da *Securities Exchange Act* de 1934.

Sim Não

Indique com uma marca de seleção se o registrante (1) apresentou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) da *Securities Exchange Act* de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto que o registrante foi obrigado a arquivar tais relatórios), e (2) esteve sujeito a tais requisitos de arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim Não

Indique com uma marca de seleção se o registrante enviou eletronicamente, se houver, todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser apresentados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que o registrante precisava enviar tais arquivos).

Sim Não

Indique com uma marca de seleção se o registrante é um registrante antecipado de grande porte, registrante antecipado, um registrante não antecipado ou uma empresa de crescimento emergente. Consulte as definições de “registrante antecipado de grande porte”, “registrante antecipado” e “empresa de crescimento emergente” na Regra 12b-2 da *Exchange Act*. (Marcar um):

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

Se uma empresa de crescimento emergente prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o U.S. GAAP, indique com uma marca de seleção se o registrante optou por não usar o período de transição estendido para cumprir quaisquer normas de contabilidade financeira novas ou revisadas fornecidas de acordo com a Seção 13 (a) da *Exchange Act*.

† O termo “norma de contabilidade financeira nova ou revisada” refere-se a qualquer atualização emitida pelo Financial Accounting Standards Board em sua Codificação das Normas de Contabilidade após 5 de abril de 2012.

Indique com uma marca de seleção se o registrante apresentou um relatório e um atestado da avaliação de sua administração sobre a eficácia de seu controle interno sobre relatórios financeiros sob a Seção 404(b) da lei *Sarbanes-Oxley Act* (15 U.S.C. 7262(b)) pela firma de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Se os valores mobiliários forem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei, indique com uma marca de seleção se as demonstrações financeiras do registrante incluídas na apresentação refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras emitidas anteriormente.

Indique com uma marca de seleção se alguma dessas correções de erros são reformulações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivos recebida por qualquer um dos diretores executivos do registrante durante o período de recuperação relevante de acordo com o § 240.10D-1(b).

Indique com uma marca de seleção qual base de contabilidade o registrante usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas nesta apresentação:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Relatórios Financeiros conforme emitidas pelo International Accounting Standards Board Outro

Se “Outro” foi assinalado em resposta à pergunta anterior, indique com uma marca de seleção qual item das demonstrações financeiras o registrante optou por seguir.

Item 17 Item 18

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

Sim Não

Sim Não



Índice

<i>Aviso Legal</i>	6
Glossário	9
Quem Somos	21
Quem Somos	22
Visão Geral	23
Destaques 2022	26
Desenvolvimentos Recentes	28
Riscos	40
Riscos	41
Fatores de Risco	41
Gestão de Riscos Corporativos	64
Divulgações sobre Riscos de Mercado Seguro	65
Nossos Negócios	67
Exploração e Produção	68
Refino, Transporte e Comercialização	104
Gás e Energia	130
Gestão de Portfólio	149
Ambiente de Negócios Externo	155
Plano Estratégico	163
Plano Estratégico 2023-2027	164
Transformação Digital	179
Ambiental, Social e Governança	185
Ambiental	186
Responsabilidade Social	193
Governança Corporativa	197
Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	205
Desempenho Financeiro Consolidado	206
Desempenho Financeiro por Segmento de Negócio	213
Liquidez e Recursos de Capital	215
Administração e Empregados	229
Administração	230
Empregados	253

Conformidade e Controles Internos	262
Conformidade	263
Transações com Partes Relacionadas	268
Controles e Procedimentos	270
Ouvidoria e Investigações Internas	271
Informações aos Acionistas	272
Listagem	273
Ações e Acionistas	275
Direitos dos Acionistas	280
Dividendos	285
Informações Adicionais a Acionistas não Brasileiros	289
Legal e Tributário	292
Regulamentação	293
Contratos Relevantes	300
Processos Judiciais	305
Tributário	313
Informações Adicionais	332
Lista de Anexos	333
Assinaturas	340
Abreviações	341
Tabela de conversão	343
Referência Cruzada para o Form 20-F	344
Demonstrações Financeiras	347





Aviso Legal

Apresentamos as informações neste relatório anual e no Form 20-F de maneira consistente com a forma como vemos nossos negócios. A fim de facilitar sua revisão, este relatório anual e o Form 20-F para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022 (aqui referido como nosso "relatório anual") têm um guia de referência cruzada para o Form 20-F da SEC em "Referência cruzada para o Form 20-F".

Salvo indicação contrária no contexto, considere este relatório o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. A menos que o contexto exija de outra forma, os termos "Petrobras", "nós", "nos" 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 americanos, incluídas neste relatório anual e as informações financeiras contidas neste relatório anual que dele derivam são preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS"), conforme 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 americano. Seleccionamos o dólar americano como nossa moeda de apresentação para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas de petróleo e gás.

Neste relatório anual, as referências a "real", "reais" ou "R\$" são para reais brasileiros e as referências a "dólares americanos" ou "US\$" são para dólares dos Estados Unidos.

Os resultados de desempenho das emissões de GEE de 2022 apresentados neste relatório anual estarão sujeitos a auditoria de terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, os resultados da auditoria podem diferir dos resultados aqui apresentados.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2022 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 são baseadas em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. As declarações prospectivas contidas neste relatório anual, que tratam de nossos negócios esperados e desempenho financeiro, entre outros assuntos, contêm palavras como "acreditar", "esperar", "estimar", "antecipar", "pretender", "planejar", "desejar", "irá", "pode", "deveria", "poderia", "seria", "provável", "potencial" e expressões semelhantes (que não são os meios exclusivos de identificação de tais declarações prospectivas).

Os leitores são advertidos a não depositar confiança indevida nessas declarações prospectivas, que valem apenas na data em que foram feitas. Não há garantia de que os eventos, as tendências ou os 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 a refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados, produtos petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;



- nosso compromisso com as práticas ASG e com a sustentabilidade ambiental e o baixo índice de carbono;
- nossas despesas de capital projetadas e direcionadas, compromissos e receitas;
- nossa liquidez e fontes de financiamento;
- nossa estratégia de preços e desenvolvimento de fontes de receita adicionais; e
- o impacto, incluindo o custo, das aquisições e desinvestimentos.

Nossas declarações prospectivas não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a suposições que podem se provar 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 comerciais gerais, incluindo preços do petróleo bruto e de outras commodities, margens de refino e taxas de câmbio vigentes;
- condições econômicas globais;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com sucesso;
- incertezas inerentes às estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás descobertas recentemente;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e na prestação de nossos serviços;
- alterações ou descumprimento de leis ou regulamentos, inclusive 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 brasileiro, como nosso acionista controlador, em nossos negócios;
- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- crises globais de saúde, como a pandemia de Covid-19;
- o impacto da expansão do conflito regional ou global, incluindo o conflito entre a Rússia e a Ucrânia;
- o custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- nossa capacidade de implementar com sucesso vendas de ativos em nosso programa de gestão de portfólio;
- nossa capacidade de implementar com sucesso nosso Plano Estratégico, se esse Plano Estratégico permanecer em vigor e a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes;
- o resultado de investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação à investigação Lava Jato;
- a eficácia de nossas políticas e procedimentos de gestão de riscos, incluindo risco operacional;
- possíveis mudanças na composição do nosso Conselho de Administração e de nossa equipe de administração; e
- litígios, como ações coletivas ou execução ou outros processos movidos por agências governamentais e regulatórias.



Para obter informações adicionais sobre os fatores que podem fazer com que nossos resultados reais sejam diferentes das expectativas refletidas nas declarações prospectivas, consulte “Riscos” neste relatório anual.

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

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



Documentos em Exibição

Estamos sujeitos aos requisitos de informação da *Exchange Act* e, conseqüentemente, nossos relatórios e outras informações arquivadas e fornecidas por nós à SEC podem ser inspecionados e copiados nas instalações de referência públicas mantidas pela SEC em 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Você pode obter mais informações sobre a operação do *Public Reference Room* telefonando para a SEC em 1-800-SEC-0330. Você também pode inspecionar nossos relatórios e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova Iorque, ou NYSE, em 11 Wall Street, Nova Iorque, Nova Iorque 10005, onde nossas ADSs estão listadas. Para mais informações sobre como obter cópias de nossos arquivos públicos na NYSE, telefone para (212) 656-5060. Nossos arquivos na SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Também fornecemos relatórios no Form 6-K à SEC contendo nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas não auditadas e outras informações financeiras da nossa empresa.

Também arquivamos demonstrações financeiras consolidadas auditadas, informações financeiras intermediárias consolidadas e não auditadas e outros relatórios periódicos na CVM.



Glossário

Glossário de Determinados Termos Usados neste Relatório Anual

A menos que o contexto indique o contrário, os seguintes termos são definidos da seguinte forma:

ACL	Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado em que a compra e venda de energia elétrica são objetos de acordos bilaterais livremente negociados, de acordo com regras e procedimentos específicos de comercialização.
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado. Segmento de mercado em que se realiza a compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedida de processo licitatório, exceto nos casos previstos em lei, de acordo com normas e procedimentos específicos de comercialização.
ADR	<i>American Depositary Receipt</i> (Recibo de Depósito Norte-americano).
ADS	<i>American Depositary Share</i> (Ação Depositária Norte-americana).
Águas profundas	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas ultraprofundas	Mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
AIP	O Acordo de Individualização da Produção. O AIP ocorre nas situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP.
AMS (Saúde Petrobras)	Nosso plano de saúde, em vigor desde 2021, que substituiu a AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde).
ANEEL	A Agência Nacional de Energia Elétrica.
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, é a agência federal que regula a indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
ANTAQ	A Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
API	Medida padrão da densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
APS	A Associação Petrobras de Saúde, associação sem fins lucrativos que opera nosso novo plano de saúde suplementar (Saúde Petrobras) desde 2021.



ASG	Ambiental, Social e Governança.
B3	Brasil, Bolsa, Balcão, a Bolsa de Valores Brasileira.
Banco Central do Brasil	O Banco Central do Brasil.
Barris	Medida padrão de volume de petróleo bruto.
Biocombustível	Qualquer combustível derivado da conversão de biomassa como matéria-prima (petróleos vegetais, material de algas, culturas ou resíduos animais etc.) e/ou produzido por meio de processos biológicos, como fermentação e outros. Os biocombustíveis são considerados fontes renováveis de energia.
BioQav	Querosene de aviação usado em aeronaves, produzido a partir de diversas fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como “biojet” ou “bioquerosene” ou “SAF” (combustível sintético de aviação) e denominado pela ANP como “Combustível Alternativo para Aviação”, que deve ser adicionado ao querosene de aviação até um limite máximo que varia de 10% a 50% em volume dependendo do processo de produção, conforme definido no Anexo D-7566 da ASTM (American Society for Testing and Materials) e na Resolução ANP 778/2019.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Braskem	Braskem S.A. é a maior produtora de resinas termoplásticas das Américas e a maior produtora de polipropileno dos Estados Unidos. Sua produção concentra-se em resinas de polietileno (PE), polipropileno (PP) e polivinilcloro (PVC), além de insumos químicos básicos como etileno, propileno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda, e solventes, entre outros. Juntos, eles compõem um dos portfólios mais abrangentes do setor, incluindo também o polietileno verde produzido a partir da cana-de-açúcar, a partir de fontes 100% renováveis.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem governada e mantida pela B3.
CBA	Acordo Coletivo de Trabalho.
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	Presidente da companhia.
CFO	Diretor Financeiro da companhia.
CGPAR	A Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União é a instituição do governo brasileiro que estabelece procedimentos relacionados à governança de empresas estatais.
CGU	A Controladoria Geral da União ou CGU é um órgão consultivo da Presidência da República, responsável por assessorar nos assuntos relacionados à proteção do patrimônio público federal e à melhoria da transparência do Poder Executivo brasileiro, por meio de atividades de controle interno, auditorias públicas, e na prevenção e combate à corrupção, entre outros.
CMN	O Conselho Monetário Nacional, ou CMN, é a autoridade máxima do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação da política monetária, cambial e de crédito brasileira, e pela supervisão das instituições financeiras.
CNODC	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.
CNOOC	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CONAMA	O Conselho Nacional do Meio Ambiente.
Condensado	Hidrocarbonetos que estão na fase gasosa nas condições do reservatório, mas se condensam em líquidos à medida que sobem pelo poço e atingem as condições do separador.
Contrato de Cessão Onerosa ou ToR	Um contrato sob o qual o Governo Federal brasileiro nos cedeu o direito de explorar e produzir até cinco bilhões de barris de petróleo equivalente (“bnboe”) em áreas específicas do pré-sal no Brasil. Consulte “Jurídico e Tributário - Contratos Relevantes” neste relatório anual.
CVM	A Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM.
CVU	Custo Variável Unitário.



D&M	DeGolyer e MacNaughton, uma empresa independente de consultoria em engenharia de petróleo que realiza avaliação de reservas de parte de nossas reservas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural.
Depositário	JPMorgan.
Derivados de Petróleo	Subprodutos do petróleo produzidos por meio do processamento em refinarias (diesel, gasolina, GLP e outros produtos).
Despesas de Capital ou "CAPEX"	Despesas de capital, ou CAPEX, com base nas premissas de custo e metodologia financeira adotada em nossos planos estratégicos, que inclui aquisição de ativos intangíveis e imobilizados, investimento em investidas e outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxos de caixa usados em atividades de investimento, compreendendo despesas geológicas e geofísicas, encargos pré-operacionais, compra de imobilizados a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis às obras em andamento.
Destilação	Processo físico envolvendo vaporização e condensação pelo qual o petróleo é separado (refinado) em derivados.
DoJ	O Departamento de Justiça dos EUA.
E&P ou Exploração e Produção	Exploração e Produção é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil e no exterior.
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Exchange Act	Lei <i>Securities Exchange Act</i> de 1934, conforme alterada.
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.
G&E ou Gás e Energia	Gás e Energia é o nosso segmento operacional que abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de GNL, geração de energia elétrica por meio de termoelétricas, bem como a participação em empresas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no exterior. Inclui também o processamento de gás natural e operações de fertilizantes.
Gasolina Natural (C5+)	A Gasolina Natural C5+ é um LGN produzido em usinas de processamento de gás natural com uma pressão de vapor intermediária entre o Condensado e o GLP, que pode compor uma mistura de gasolina.



Gaspetro	A Petrobras Gás S.A – Gaspetro era nossa subsidiária que desinvestimos em julho de 2022, na qual detínhamos participação acionária de 51%, uma holding com participação em 18 empresas brasileiras de distribuição de gás, com a Mitsui detendo os 49% restantes.
GEE	Gases do efeito estufa.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados com até cinco átomos de carbono.
GNL	Gás natural liquefeito.
GSA	Contrato de Fornecimento de Gás de Longo Prazo celebrado com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
GTB	A Gás Transboliviano SA é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, responsável pela administração e operação do sistema de gasodutos de 557 km do trecho boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /d. A GTB está conectada à TBG na fronteira Bolívia-Brasil no estado de Mato Grosso do Sul.
HCC ou Hidrocraqueamento	Conversão de correntes intermediárias mais pesadas na faixa de ebulição de destilados intermediários (querosene e diesel) na presença de catalisador específico, hidrogênio e condições severas de temperatura e pressão para produzir combustíveis de alta qualidade. Dependendo da qualidade da matéria-prima e das condições operacionais, é possível direcionar a produção também para lubrificantes de alta qualidade.
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 atender às especificações do combustível.
IAGEE	Índice de Atendimento às Metas de Gases do Efeito Estufa. O indicador de cumprimento das Metas de Emissões de Gases de Efeito Estufa.
IASB	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 pela capitalização de mercado do <i>free float</i> e composto pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi criado em 1968.



IFRS	Normas Internacionais para Relatórios Financeiros.
IMO	Organização Marítima Internacional.
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, em que refinarias mais complexas são capazes de produzir produtos mais leves, mais refinados e valiosos a partir de um barril de petróleo. O NCI é medido em uma escala de um a 20, em que números mais altos correspondem a refinarias mais complexas e caras.
Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou RRR Orgânico	Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reserva de uma empresa durante o ano, excluindo alienações e aquisições de reservas provadas, em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
Índice de Reposição de Reservas ou RRR	Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reserva de uma empresa durante o ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
Índice de reservas para produção ou R/P	Calculado como a quantidade de reservas provadas do ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzida durante o ano, indica um número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
Inovar-Auto	Este era um programa do governo que propunha à indústria automotiva investir em pesquisa e desenvolvimento de veículos mais eficientes e seguros em troca de benefícios fiscais.
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
JPMorgan	JPMorgan Chase Bank, N.A.
Lava Jato	Operação Lava Jato, conforme detalhado em “Riscos – Fatores de Riscos” e “Jurídico e Tributário - Processos Judiciais - Investigação Lava Jato” deste relatório anual.
LGN	O líquido resultante do processamento do gás natural e que contém os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
LIBOR	A <i>London Interbank Offered Rate</i> é uma taxa de juros de referência pela qual os principais bancos globais emprestam uns aos outros no mercado interbancário internacional para empréstimos de curto prazo.
ME	O Ministério da Economia do Brasil (antigo MPDG – Ministério do Planejamento,



	Desenvolvimento e Gestão).
MME	O Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody's	Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
MTF	<i>Euro Multilateral Trading Facility</i> (Sistema de Negociação Multilateral).
NYSE	A Bolsa de Valores de Nova York.
NYSE Arca Oil Index ou Arca Oil (antigo AMEX Oil Index)	O NYSE Arca Oil Index, anteriormente AMEX Oil Index, ticker XOI, é um índice ponderado por preços das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Ele mede o desempenho da indústria do petróleo por meio de variações na soma dos preços dos estoques de componentes. O índice foi desenvolvido com um nível básico de 125 em 27 de agosto de 1984.
OCF	Fluxo de Caixa Operacional (caixa líquido gerado pelas atividades operacionais).
ONS	O Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OPEC+	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
OSRL	Oil Spill Response Limited.
P&D	Pesquisa e desenvolvimento.
PAI	Programa de Aposentadoria Incentivado.
PDV	Programa de Desligamento Voluntário.
Petróleo	Petróleo bruto, incluindo LGNs e Condensados.
Petróleo Bruto Brent	Uma importante classificação comercial de petróleo bruto leve que serve como um importante preço de referência para a comercialização de petróleo bruto em todo o mundo.
Petróleo sintético e gás sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada da melhoria (ou seja, alteração química) do betume natural das areias betuminosas, querogênio dos xistos betuminosos ou processamento de outras substâncias, como gás natural ou carvão. O petróleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonados e tem muitas semelhanças com o petróleo bruto.



Petroquímicos	Produtos químicos obtidos de petróleo e gás natural (em oposição a combustíveis), como etano, propeno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros.
Petros	Fundação Petros de Seguridade Social, previdência privada dos empregados da Petrobras.
Petros 2	Plano de previdência patrocinado pela Petrobras.
PFLOPS	Um PFLOPS é igual à capacidade de processamento de um quatrilhão de operações matemáticas por segundo.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
Plano Estratégico	Plano Estratégico 2023-2027
PLR	O Participação nos Lucros e Resultados é um modelo de remuneração baseado na divisão de lucros com nossos empregados. Nosso PLR é regido pela Lei 10.101/2000 e segue as diretrizes da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais ("SEST"). Essas diretrizes anuais definem diversos aspectos desse tipo de recompensa, como formato, fluxo, governança, limites financeiros e de remuneração.
PLSV	Embarcação de Suporte de Colocação de Tubos.
Polígono do Pré-sal	Região subterrânea formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas pela Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas pelo Governo Federal brasileiro, conforme a evolução do conhecimento geológico.
Polo GASLUB	Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo GASLUB é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras utilidades subjacentes.
PP&E	Ativo imobilizado.
PPP	O Prêmio por Performance faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável ("PRV"), que também integra o Programa de Participação nos Lucros e Resultados ("PLR") e está alinhado aos nossos objetivos estratégicos, motivando todos os envolvidos a alcançar os resultados e metas definidos pela gestão.
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.



PREVIC	A Superintendência Nacional de Previdência Complementar.
PTAX	A taxa de câmbio de referência para a compra e venda de dólares americanos no Brasil, publicada pelo Banco Central do Brasil.
Reservas provadas	Consistente com as definições da Regra 4-10(a) do Regulamento S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são aquelas quantidades de petróleo e gás que, pela análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente produtivas - de uma determinada data em diante, a partir de reservatórios conhecidos e sob as condições econômicas, os métodos operacionais e regulamentos governamentais existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos pelos quais a produtividade 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 12 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 sido iniciado ou devemos estar razoavelmente certos de que iniciaremos o projeto dentro de um prazo razoável. As reservas que podem ser produzidas economicamente por meio da aplicação de técnicas de recuperação aprimoradas (como injeção de fluido) são incluídas na classificação "provada" quando o teste bem-sucedido por um projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou um reservatório análogo, fornece suporte para a análise de engenharia em que o projeto ou programa foi baseado.
Reservas provadas desenvolvidas	Reservas que podem ser recuperadas: (i) por meio de poços existentes com equipamentos e métodos operacionais existentes ou para os quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor em comparação com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa da reserva, se a extração for por um meio que não envolva poço.
Reservas provadas não desenvolvidas	Reservas que devem ser recuperadas de novos poços em áreas não perfuradas ou de poços existentes onde um gasto relativamente grande é necessário. As reservas em áreas não perfuradas são limitadas àquelas que compensam diretamente as áreas de espaçamento de desenvolvimento que são razoavelmente certas da produção quando perfuradas, a menos que exista evidência usando tecnologia confiável que estabeleça razoável certeza de produtividade econômica em distâncias maiores. Os locais não perfurados são classificados como tendo reservas não desenvolvidas apenas se um plano de desenvolvimento tiver sido adotado indicando que eles estão programados para serem perfurados em cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um período maior. As reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área para a qual uma aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação melhorada seja contemplada, a menos que tais técnicas tenham sido comprovadas por projetos reais no mesmo reservatório ou em um reservatório análogo ou por outra evidência usando tecnologia confiável que estabelece uma certeza razoável.
Reservatório do pós-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.



Reservatório do pré-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Resultado operacional	A linha equivalente ao lucro (prejuízo) líquido antes da receita (despesa) financeira, resulta em investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial e imposto de renda das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
RNEST	A Refinaria Abreu e Lima.
RT&C ou Refino, Transporte e Comercialização	Refino, Transporte e Comercialização é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de petróleo bruto e derivados no Brasil e no exterior, exportações de etanol, operações petroquímicas, bem como participação em empresas petroquímicas no Brasil.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
SEC	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 Brasil Petróleo Ltda.
SMS	Saúde, Segurança e Meio Ambiente.
SPE	Society of Petroleum Engineers.
SS	Plataforma semissubmersível.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TBG	A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. ("TBG") é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, na qual detemos 51% de participação acionária, proprietária de um sistema de gasoduto de 2.593 km, localizado principalmente no Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /d. A TBG está conectada à Gás Transboliviano S.A. ("GTB"), responsável pelo lado boliviano do gasoduto, que permite o acesso ao gás natural boliviano e está conectada ao gasoduto da Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS"), que permite o acesso ao



	gás natural brasileiro.
TCU	O Tribunal de Contas da União, ou TCU, é um órgão previsto constitucionalmente vinculado ao Congresso Nacional Brasileiro, responsável por assessorá-lo nos assuntos relacionados à fiscalização 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, no Brasil, pela programação financeira, contabilidade, gestão da dívida pública federal e ativos financeiros e mobiliários e pelo relacionamento com estados e municípios. A missão do Tesouro Nacional Brasileiro é gerir as contas públicas de forma eficiente, proativa e transparente, garantindo uma política fiscal equilibrada e a qualidade da despesa pública, de forma a contribuir para o desenvolvimento socioeconômico sustentável.
TJLP	A Taxa de Juros de Longo Prazo é fixada trimestralmente pelo CMN (conforme definido acima). A taxa é usada como taxa de referência para empréstimos do BNDES a empresas.
TLD	Teste de Longa Duração.
TotalEnergies	Total E&P do Brasil Ltda.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
TRI	Taxa de frequência total de lesões registráveis por milhão de homem-hora.
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural. Uma planta de processamento de gás natural é uma instalação projetada para processar gás natural bruto dos campos de produção <i>offshore</i> , separando impurezas e vários hidrocarbonetos e fluidos não metânicos por meio de diferentes tecnologias para produzir gás natural especificado para consumo final. Por meio 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. Uma usina termoelétrica é uma usina de geração de energia na qual a energia térmica é convertida em energia elétrica.
VAZO	O Indicador de Volume de Vazamento de Petróleo e Derivados. O volume total de petróleo vazado em eventos com volume acima de um barril e que atingiram corpos d'água ou solo não impermeável.
Vibra	Vibra Energia S.A., anteriormente "BR Distribuidora".
Volumes Excedentes do	Volume que supera o contratado sob o contrato de Cessão Onerosa em determinadas



Contrato de Cessão Onerosa (ToR)	áreas do pré-sal. Consulte “Jurídico e Tributário - Contratos Relevantes” neste relatório anual.
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.



Quem Somos



Quem Somos

Somos uma empresa brasileira comprometida em ser a melhor empresa de energia na geração de valor, com foco em petróleo e gás, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente. Somos uma das maiores empresas em valor de mercado da América Latina, com valor de mercado de US\$65,7 bilhões em 31 de dezembro de 2022. Somos um dos maiores produtores de petróleo e gás do mundo, atuando principalmente em exploração e produção, refino, comercialização e geração de energia. Temos uma grande base de reservas provadas e adquirimos experiência em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas desde que começamos a explorar bacias *offshore* brasileiras décadas atrás, após nosso primeiro poço submarino na Bacia de Campos em 1971. Para descobrir essas reservas e operar de forma eficiente em águas profundas, desenvolvemos nossa própria tecnologia e trabalhamos em estreita colaboração com fornecedores, universidades e centros de pesquisa. Nós temos mais de 45.000 empregados (incluindo subsidiárias no Brasil e no exterior) e nós contratamos serviços especializados, como plataformas de perfuração *offshore*, plataformas de produção, embarcações submarinas e hardware submarino que colocam toda a cadeia da indústria de energia em movimento. Projetamos e contratamos engenharia, aquisição, construção e instalação (“EPCI”) para todo o nosso fluxo de negócios.



Ficha Técnica

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

Data de Constituição: 1953

País de Constituição: Brasil

Número de registro na CVM: 951-2

Central Index Key (ou “CIK”) na SEC: 0001119639

Endereço da sede executiva: Avenida República do Chile 65, 20031-912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Número de telefone: (55 21) 3224 2401

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

As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

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

Visão Geral



Temos uma grande base de reservas provadas e operamos e produzimos a maior parte do petróleo e gás do Brasil. A maioria 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 limitar nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. Espera-se que as Bacias de Campos e Santos continuem sendo a principal fonte de nosso crescimento futuro em reservas provadas e produção de petróleo e gás.

Nosso negócio, no entanto, vai além da exploração e produção de petróleo e gás. Isso implica um longo processo pelo qual levamos petróleo e gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás que estão em constante evolução para fornecer os melhores produtos.

Operamos a maior parte da capacidade de refino no Brasil. Nossa capacidade de refino está substancialmente concentrada no sudeste do Brasil, nos mercados mais populosos e industrializados do país e adjacentes às fontes da maior parte do nosso petróleo bruto nas Bacias de Campos e Santos. Atendemos a nossa demanda por derivados de petróleo por meio de uma combinação planejada de refino doméstico de petróleo bruto e importação de derivados, buscando a criação de valor. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos por meio de participações em algumas empresas. Distribuímos derivados de petróleo por meio de atacadistas e varejistas.

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

Para atender à demanda doméstica, processamos gás natural derivado de nossa produção *onshore* e *offshore* (principalmente de campos nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e importamos gás natural liquefeito ("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 e Produção ("E&P"):** este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, Líquidos de Gás Natural ("LGN") e gás natural no Brasil e no exterior com a finalidade principal de atender às refinarias do país. O segmento de E&P também atua com outras empresas por meio de parcerias, incluindo participações em empresas exteriores desse segmento.



- **Refino, Transporte e Comercialização (“Refino” ou “RT&C”):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, comercialização e negociação de petróleo bruto e derivados no Brasil e no exterior, exportações de etanol, operações petroquímicas, como extração e processamento de xisto, bem como participação em empresas petroquímicas no Brasil.
- **Gás e Energia (“G&E”):** este segmento abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de GNL, geração de energia elétrica por meio de termoelétricas, bem como a participação em empresas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no exterior. Inclui também o processamento de gás natural e operações de fertilizantes.

As atividades não atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como “Corporativo e outros Negócios” incluindo questões corporativas gerais, além dos negócios de biocombustíveis e distribuição. Os itens corporativos incluem principalmente aqueles relacionados à gestão financeira corporativa, administração central de *overhead* e outras despesas, incluindo custos atuariais associados a planos de pensão e saúde para beneficiários. Os demais negócios compreendem a distribuição de derivados de petróleo no exterior (América do Sul) e a produção de biodiesel e seus coprodutos. Em 2021 e 2020, os resultados de outros negócios incluíram a participação acionária em nossa coligada Vibra Energia (antiga Petrobras Distribuidora) até julho de 2021 (quando vendemos nossa participação remanescente nesta empresa).

Para mais informações sobre nossos segmentos de negócios, consulte as Notas 12 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Em 2022, tivemos atividades em seis países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Países Baixos e Cingapura).

Na América Latina, nossas operações incluem serviços de *upstream*, marketing e varejo. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás por meio de uma *joint venture*. Temos subsidiárias que apoiam nossas atividades comerciais e financeiras em Roterdã, Houston 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 petróleo, derivados, gás natural, derivativos de commodities e transporte.

Operamos por meio de 17 subsidiárias diretas (15 constituídas sob as leis do Brasil e duas incorporadas no exterior) e uma operação conjunta direta, conforme listado abaixo. Também temos subsidiárias indiretas, incluindo a Petrobras Global Trading B.V. (“PGT”), a Petrobras Global Finance B.V. (“PGF”), a Petrobras America Inc. (“PAI”) e a PNBV.

Empresas	Local	Nossa participação	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%) Corumba 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%	Albemarle Brazil Holding Ltda. (50%)
Ibiritermo S.A.	Brasil	100,00%	—
Petrobras International Braspetro – PIB BV	Exterior	100,00%	—
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	Exterior	100,00%	—
Refinaria de Mucuripe S.A	Brasil	100,00%	—
Refinaria de Canoas S.A. ⁽²⁾	Brasil	100,00%	—
Associação Petrobras de Saúde ⁽³⁾	Brasil	93,52%	Transpetro (6,05%) TBG (0,25%) Pbio (0,14%) Termobahia (0,05%)

(1) Operações conjuntas.

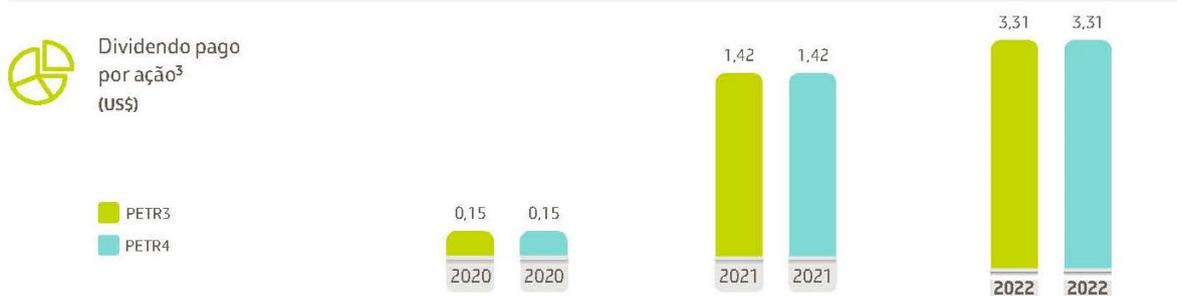
(2) Empresa legalmente constituída, com aporte de capital de US\$58.000, para posterior desinvestimento dessa refinaria.

(3) Associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde suplementar (AMS - Saúde Petrobras) desde 2021.

Para uma lista estendida de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo cada um de seus nomes completos, jurisdições de constituição e nosso percentual de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 29 das nossas Demonstrações Financeiras. Adicionalmente, participamos de parcerias que atuam na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil – consulte “Nossos Negócios – Exploração e Produção – Visão Geral” para mais detalhes.

Destaques 2022

Indicadores Corporativos Consolidados



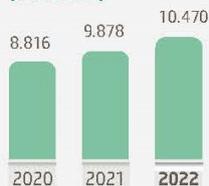
- O Resultado Operacional é equivalente ao item de linha Lucro (prejuízo) líquido antes da receita (despesa) financeira, resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial e imposto de renda derivados de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- Capex 2022 totalizou US\$ 9.848 milhões, incluindo US\$ 892 milhões para o pagamento do bônus de assinatura relacionado aos campos Ségipia e Atapu.
- Dividendos declarados em reais e convertidos em dólares norte-americanos considerando a taxa de câmbio vigente na data de aprovação do Conselho de Administração para as antecipações e a taxa de encerramento do exercício para os dividendos complementares anuais. Os detentores de ADS receberão essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que tais ADS representam.
- Soma dos volumes de vazamento de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a um barril, que atingiram corpos d'água ou solos não impermeabilizados. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo de Vazamento de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da Agência Nacional do Petróleo - ANP para notificação de incidentes nas atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas não foram contabilizados.



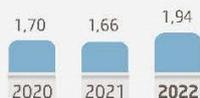
Indicadores Operacionais por Segmento de Negócios



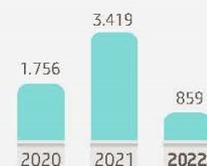
Reservas Provasdas (Milhões boe)



Custo de Refino (US\$/bbl)



Geração de Energia (MW médio)



Produção de Óleo e Gás Natural (Milhões boed)



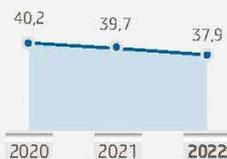
Vendas e Produção de Derivados de Petróleo no Brasil (Mbb/d)



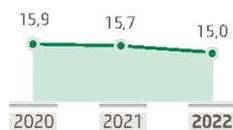
Custo de Extração – Brasil¹ (US\$/boe)



Intensidade de Carbono – Refino (kg CO₂e/CWT)



Intensidade de Carbono – E&P (kg CO₂e/boe)



1) Não inclui afretamentos.



Desenvolvimentos Recentes

Mudanças recentes em nossa Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal

O Governo Federal brasileiro controla a maioria das nossas ações com direito a voto e tem o direito de eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração. Nosso Conselho de Administração, por sua vez, seleciona nossa administração.

Em 7 de março de 2023, o Governo Federal brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia (MME), nos enviou uma carta oficial contendo a lista de candidatos que comporão a chapa do Governo Federal brasileiro, em sua qualidade de acionista controlador, para os oito assentos de nosso Conselho de Administração, cujas eleições ocorrerão em nossa próxima Assembleia Geral de Acionistas, em abril de 2023. Estes oito candidatos são:

- Sr. Pietro Adamo Sampaio Mendes, como Presidente do Conselho de Administração;
- Sr. Jean Paul Terra Prates, como membro do Conselho de Administração;
- Sr. Efrain Pereira da Cruz, como membro do Conselho de Administração;
- Sr. Vitor Eduardo de Almeida Saback, como membro do Conselho de Administração;
- Sr. Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira, como membro do Conselho de Administração;
- Sr. Bruno Moretti, como membro do Conselho de Administração;
- Sr. Sergio Machado Rezende, como membro do Conselho de Administração; e
- Sra. Suzana Kahn Ribeiro, como membro do Conselho de Administração.

Em 15 de março de 2023, recebemos uma carta oficial do MME apresentando três indicações suplementares de candidatos à chapa do Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, para as oito vagas do Conselho de Administração cujas eleições ocorrerão em nossa próxima Assembleia Geral de Acionistas. A pedido do MME, essas indicações devem ser avaliadas por nossos órgãos responsáveis para que, se forem encontrados impedimentos que desqualifiquem um ou mais dos outros candidatos originalmente indicados, as substituições possam ser feitas em tempo hábil, sem atrasar nossa Assembleia Geral de Acionistas. Os três candidatos indicados são:

- Sr. Renato Campos Galuppo;
- Sra. Anelize Lenzi Ruas de Almeida; e
- Sr. Evamar José dos Santos.

Além disso, a carta do MME formalizou quatro indicações para nosso Conselho Fiscal, cujas eleições também ocorrerão na próxima Assembleia Geral de Acionistas. Estes indicados são:

- Sr. Daniel Cabaleiro Saldanha, Membro do Conselho Fiscal (Efetivo);
- Sr. Gustavo Gonçalves Manfrim, Membro do Conselho Fiscal (Suplente);
- Sra. Cristina Bueno Camatta, Membro do Conselho Fiscal (Efetivo); e
- Sr. Sidnei Bispo, Membro do Conselho Fiscal (Suplente).



Essas indicações foram submetidas à revisão de acordo com nossos procedimentos internos de governança corporativa, conforme nosso Estatuto Social e Política de Indicação de Membros da Alta Administração, a fim de verificar o cumprimento dos requisitos legais, administrativos e de integridade e posterior manifestação do nosso Comitê de Pessoas e do nosso Conselho de Administração, conforme o artigo 21, parágrafo 4, do Decreto nº 8.945/2016, conforme emendado pelo Decreto nº 11.048/2022 (junto com nosso Estatuto Social e Política de Nomeação de Membros da Alta Administração, os "Requisitos de Indicação").

Em reuniões realizadas em 16 de março de 2023 e 24 de janeiro de 2023, nosso Comitê de Pessoas opinou o seguinte:

Com respeito à Sra. Suzana Kahn Ribeiro, Sr. Vitor Eduardo de Almeida Saback e Sr. Bruno Moretti, nosso Comitê de Pessoas opinou unanimemente que esses indicados atendem aos Requisitos de Indicação necessários e não há impedimentos para que sejam eleitos como membros do Conselho de Administração. Nosso atual Conselho de Administração, por voto de todos os membros participantes das deliberações, concordou com as conclusões do nosso Comitê de Pessoas e com a elegibilidade desses indicados.

Com relação ao Sr. Pietro Adamo Sampaio Mendes, nosso Comitê de Pessoas, por maioria de votos, opinou que o indicado atende aos Requisitos de Indicação necessários e não há impedimentos para que seja eleito como Membro do Conselho de Administração e Presidente do Conselho de Administração, desde que sua demissão formal e legalmente válida do cargo de Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível do MME seja confirmada e que sua condição de funcionário licenciado, removido ou designado da ANP seja mantida. Entretanto, nosso atual Conselho de Administração, por maioria de votos, não o considerou elegível para ser eleito como Membro do Conselho de Administração e como Presidente do Conselho de Administração.

Com relação ao Sr. Sergio Machado Rezende, nosso Comitê de Pessoas, por unanimidade, opinou que o indicado não cumpre os requisitos necessários estabelecidos nos Requisitos de Indicação, com base nas restrições contidas no artigo 21, parágrafo 2, itens IV e V, de nosso Estatuto Social, no artigo 17, parágrafo 2, itens I e II, da Lei nº. 13. 303/16 e do artigo 29, incisos IV e VI, do Decreto nº. 8.945/2016, uma vez que o indicado é membro pleno do Diretório Nacional do Partido Socialista Brasileiro (PSB), como consta no site do partido e no Sistema de Gestão de Informações do Partido (SGIP) do Tribunal Superior Eleitoral (TSE). Nosso atual Conselho de Administração, por voto de todos os membros participantes das deliberações, aceitou a conclusão de nosso Comitê de Pessoas e não o considerou elegível como membro do Conselho de Administração.

Com relação ao Sr. Jean Paul Terra Prates, nosso Comitê de Pessoas, por maioria de votos, opinou que o indicado atende aos Requisitos de Indicação necessários e não há impedimentos para que ele seja eleito como membro do Conselho de Administração e como CEO da Petrobras, desde que sua renúncia formal e legalmente válida ao mandato de Senador da República seja confirmada ou seu mandato seja encerrado. Nosso atual Conselho de Administração confirmou a validade da renúncia do Sr. Jean Paul Terra Prates e o nomeou unanimemente como membro do Conselho de Administração e o reelegeu como CEO para um novo mandato de dois anos, que termina em 13 de abril de 2025.

Para mais informações sobre a influência de nosso acionista controlador, veja "Fatores de Risco - 2.a) O Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós." neste relatório anual.

Em 22 de março de 2023, nosso atual Conselho de Administração anunciou a eleição de novos Diretores Executivos, que irão compor nossa Diretoria Executiva. Os Diretores Executivos iniciarão seu período de transição em 29 de março de 2023 com os novos membros assumindo oficialmente seus cargos após a execução de toda a documentação oficial exigida e satisfação de outras exigências administrativas, que devem ocorrer durante o mês de abril de 2023. Seu mandato terá início na data em que assumirem oficialmente seus cargos e terminará no dia 13 de abril de 2025. Os novos membros de nossa Diretoria Executiva são:

- Sr. Sergio Caetano Leite – Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores;



- Sr. Joelson Falcão Mendes – Diretor Executivo de Exploração e Produção;
- Sr. Carlos José do Nascimento Travassos – Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção;
- Sr. Claudio Romeo Schlosser – Diretor Executivo de Comercialização e Logística;
- Sr. William França da Silva – Diretor Executivo de Refino e Gás Natural;
- Sra. Clarice Coppetti – Diretora Executiva de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade; e
- Sr. Carlos Augusto Burgos Barreto – Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação.

Além disso, como declarado acima, nosso atual Conselho de Administração também decidiu reeleger nosso CEO, Sr. Jean Paul Prates, para um novo mandato de dois anos, que termina em 13 de abril de 2025. As indicações de novos membros de nossa Diretoria Executiva foram submetidas à revisão de acordo com nossos procedimentos internos de governança corporativa, conforme os Requisitos de Indicação.

Em 27 de março de 2023, recebemos indicações de candidatos ao Conselho de Administração de acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e preferenciais, para as oito vagas do Conselho de Administração cujas eleições ocorrerão em nossa próxima Assembleia Geral de Acionistas se o procedimento de votação múltipla for adotado de acordo com o Art. 141, "caput", da Lei nº 6.404/76. Também recebemos indicações de tais acionistas minoritários para nosso Conselho Fiscal, cuja eleição também ocorrerá na próxima Assembleia Geral de Acionistas.

Os indicados apresentados por certos acionistas de nossas ações ordinárias são:

- José João Abdalla Filho, como membro do Conselho de Administração;
- Marcelo Gasparino da Silva, como membro do Conselho de Administração;
- Michele da Silva Gonsales Torres, como membro do Conselho Fiscal representando os acionistas minoritários ordinários (Efetivo); e
- Aloisio Macário Ferreira de Souza, como membro do Conselho Fiscal representando os acionistas minoritários ordinários (Suplente).

Os indicados apresentados por certos acionistas de nossas ações preferenciais são:

- João Vicente Silva Machado, como membro do Conselho Fiscal representando os acionistas minoritários preferencialistas (Efetivo); e
- Rochana Grossi Freire, como membro do Conselho Fiscal representando acionistas minoritários preferencialistas (Suplente).

Essas nomeações foram submetidas à revisão de acordo com nossos procedimentos internos de governança corporativa, conforme Requisitos de Indicação.

Biografias: Membros recém-nomeados de nosso Conselho de Administração

Abaixo estão as biografias dos membros recém-nomeados de nosso Conselho de Administração:

O Sr. **Pietro Adamo Sampaio Mendes**, 40 anos, é servidor de carreira da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da classe especial III, cedido para o Ministério de Minas e Energia com mais de 16 anos de experiência no setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Possui bacharelado e licenciatura em Química pela Universidade Federal Fluminense (UFF), graduação 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), no Canadá. No Ministério de Minas e Energia (MME), atua como Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, responsável pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, tendo como atribuição a elaboração e coordenação



das políticas públicas do 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, responsável pela coordenação do processo de incorporação da EPL pela VALEC para criação da Infra S.A., atuando nos documentos necessários para o ato societário, gestão de pessoas, definição do 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, em substituição do Secretário nos seus impedimentos, atuando no monitoramento de abastecimento de combustíveis, em particular, do diesel, coordenando a despesa da Secretaria e coordenando 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 de inserção de biocombustíveis no ciclo Diesel. Na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foi Assessor de Diretoria entre maio de 2018 e novembro de 2020, tendo atuado 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, responsável pela condução da primeira etapa de regulamentação do RenovaBio relacionada à RenovaCalc e a certificação dos produtores e por liderar missão para os Estados Unidos sobre o LCFS e RFS.

O Sr. **Efrain Pereira da Cruz**, 44 anos, é ex-Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ex-Diretor Presidente da Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa (RELOP), professor do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP) e membro do Conselho Nacional de Defesa do Consumidor (CNDIC) junto ao Ministério de Justiça. É advogado, especialista em Direito da Energia, pós-graduado em Direito Público e mestrando em Direito e Desenvolvimento. Foi Diretor das Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron), da Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre) e membro consultor-titular da Comissão Especial de Energia do Conselho Federal da Ordem dos Advogados do Brasil (OAB) nos anos 2015 e 2016.

O Sr. **Vitor Eduardo de Almeida Saback**, 41 anos, é diretor, com mandato até 15 de julho de 2024, da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA. Foi Servidor Público Federal do Ministério Público da União, no cargo de Analista de Gestão Pública. Membro Titular de Conselhos de Administração, entre 2018 e 2020, de empresas estatais e subsidiárias. Formulador e executor de estratégias para aprovação de matérias legislativas para o setor público nas Casas Legislativas (Câmara dos Deputados e Senado Federal), com atuação no Gabinete do Procurador-Geral da República (2011-2015), na Secretaria de Relações Institucionais da Presidência da República (2015-2016), na Secretaria de Governo da Presidência da República (2016-2018) e no Ministério da Economia (2019-2020). Recebeu Moção de Louvor da Câmara Legislativa do Distrito Federal, pela atuação em causas sociais no DF. Conferencista Internacional sobre sustentabilidade, água e saneamento básico. É administrador de empresas pela Universidade de Brasília – UNB, especialista em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, bacharel em direito pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília – UniCEUB e mestrando em economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, IDP. Desde dezembro de 2020, atua como Diretor na Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, ANA – Brasília, responsável por deliberar e votar matérias relativas à regulação de uso de recursos hídricos, de forma a garantir a segurança hídrica necessária para o desenvolvimento sustentável do Brasil, e à normas de referência para o saneamento básico, com o objetivo de contribuir para a universalização do serviço até 2033. Além disso, cabe a responsabilidade de implementar, na esfera federal, a Política Nacional de Recursos Hídricos e a Política Nacional de Segurança de Barragens. Entre janeiro de 2019 e dezembro de 2020 foi Assessor Especial do Ministro de Estado da Economia no exercício de suas atribuições e na condução dos assuntos de sua competência. No tempo em que esteve no cargo deu especial atenção a articulação com o Congresso Nacional, demais órgãos de governo, TCU, e na formulação e execução de estratégias para aprovação de projetos governamentais considerados prioritários e estruturantes pelo Ministro de Estado. Coordenou discussões e não mediu esforços para a aprovação da Lei de Liberdade Econômica, Lei do Cadastro Positivo, Lei de Recuperação Judicial e Falência, Lei das Agências Reguladoras e Novo Marco Legal do Saneamento, entre outros. Entre setembro de 2016 e dezembro de 2018 atuou como Assessor Especial da Subchefia de Assuntos Parlamentares da Secretaria de Governo da Presidência da República, estabelecendo o elo entre o Poder



Executivo Federal e o Congresso Nacional, tendo auxiliado na condução do relacionamento entre os Poderes e formulação e execução de estratégias para aprovação de matérias de interesse do Governo Federal. Entre as aprovações estão a Lei das Estatais e outras leis importantes para facilitar o acesso do Brasil na Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Entre agosto de 2015 e agosto de 2016 foi Assessor da Subchefia de Assuntos Parlamentares da Secretaria de Rel. Institucionais da Presidência da República, estabelecendo o elo entre o Poder Executivo Federal e o Congresso Nacional, tendo auxiliado na condução do relacionamento entre os Poderes e formulação e execução de estratégias para aprovação de matérias de interesse do Governo Federal. Entre as aprovações estão leis de combate à violência e ao feminicídio, leis que permitiram condições facilitadas a mulheres chefes de família em políticas públicas como empréstimos habitacionais (Minha Casa Minha Vida) e educação (Pronatec), entre outros. Entre setembro de 2011 e julho de 2015 foi Assessor da Secretaria de Rel. Institucionais do Gabinete do Procurador-Geral na Procuradoria-Geral da República, coordenando, supervisionando e acompanhando assuntos de interesse do Ministério Público Federal em tramitação no Congresso Nacional, quer seja para aprovação ou rejeição. Entre junho de 2004 e setembro de 2011, atuou como Gerente Substituto, Assessor e Consultor na Caixa Econômica Federal, com atendimento em agência (Agência Lago Sul); desenvolvimento de produtos de cartão de crédito e adquirência; e relacionamento institucional. Suas participações em Conselhos de Administração de empresas estatais ou subsidiárias incluem (i) Elo Cartões (2018/2019), como representante da Caixa Econômica Federal - fundada em 2011 pelo Banco do Brasil, CAIXA e Bradesco, é a maior bandeira brasileira, com mais de 140 milhões de cartões emitidos nas modalidades crédito, débito e pré-pago; (ii) Companhia Imobiliária de Brasília - Terracap (2019/2020), como representante da União - maior companhia imobiliária do Brasil, a Terracap é responsável por operacionalizar programas e projetos de desenvolvimento econômico e social vinculados as atividades imobiliárias de interesse do Distrito Federal, tem como acionistas o GDF e a União. Atuou como representante da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico nas seguintes instituições e conselhos internacionais, entre outros: (a) Conselho Mundial da Água (WWC – World Water Council); (b) OCDE: Rede de Reguladores Econômicos (NER, na sigla em inglês) e Iniciativa de Governança da Água (WGI, na sigla em inglês); (c) ONU/FAO: Organização das Nações Unidas para Alimentação e Agricultura (FAO), no contexto da Comitê Diretivo da Iniciativa “Quadro Global sobre escassez de água na agricultura”; e (d) CODIA: Conferência de Diretores Ibero-Americanos da Água. Dentre prêmios e condecorações, recebeu, pela União Federal, a Medalha Mérito Mauá, concedida pelo Ministério de Estado da Infraestrutura em 2021; Comendador da Ordem do Mérito da Defesa, concedida pelo Ministério da Defesa em 2018; Medalha Mérito Tamandaré, concedida pela Marinha do Brasil em 2017; e Medalha Mérito SantosDumont, concedida pela Força Aérea Brasileira em 2017. Por órgão do Distrito Federal, recebeu Ordem do Mérito Bombeiro Militar do Distrito Federal Imperador Dom Pedro II, concedida pelo Comandante do Corpo de Bombeiros em 2018; e Moção de Louvor da Câmara Legislativa do Distrito Federal, por trabalhos sociais voluntários prestados à população do GDF, concedida em 2018. Como produção acadêmica, publicou SABACK, V.E.A.; BAERE, W.; BRUTO, M. ; ROMAN, F. J. ; ZABAN, B. . Como a Lei de Licitações foi feita: perspectivas do processo legislativo: Revista Brasileira de Direito Público: RBDP, Belo Horizonte, v. 19, n. 73, p. 9-38, abr./jun. 2021. Possui inglês fluente, com temporada em Connecticut/EUA. Participou de Atividade Social Voluntária, exercida no Lar de Acolhimento Infantil Chico Xavier. Foi Presidente da Instituição entre 2017 e 2020.

O Sr. **Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira**, 43 anos, é profissional com experiência no desenvolvimento de processos de reestruturação, diagnóstico empresarial, análise de viabilidade do negócio e planejamento estratégico. Destaque para a experiência na área comercial com habilidade para implantação de atividades relacionadas ao acompanhamento e avaliação de metas, relacionamento com clientes e fornecedores, desenvolvimento de ações promocionais e estabelecimento de parcerias com instituições públicas e privadas. Metodologia utilizada sempre baseado em metodologias ágeis, KPIs, *Dashboards* e BI. Experiência com *venture capital*: Organizador/ Mentor do Programa Conecta 2018 – maior programa de aceleração de *Startups* do Brasil, e realizado em parceria pela CNT (Confederação Nacional dos Transportes), BMG Uptech, Bossa Nova Invest, NXTP Labs e Fundação Dom Cabral. Investidor de *venture capital*, tendo investido em mais 45 *Startups*. Possui interesse nas seguintes áreas: Comercial, *Marketing*, Novos Negócios, Tecnologia, *Administrativa Startups* e *Venture Capital*. Possui Graduação em Comunicação Social com habilitação em Jornalismo pela UNI-BH, CBA - *Certificate in Business Administration*, com



Concentração em Gestão de Negócios pelo IBMEC, MBA em Gestão de Comércio Exterior e Negócios Internacionais, pela Fundação Getúlio Vargas, Pós-Graduação em Gestão de Negócios, pela Fundação DomCabras, Media X, *Inovation and Training For Brazil's Transportation Infrastructure*, pela Stanford University, Extensão Internacional Vale do Silício, pela HSM, Programa de Desenvolvimento de *Startups* para o Setor de Transportes, pela FDC, Programa de Desenvolvimento de Conselheiros, pela FDC e Pós Graduação Lato Sensu – Especialização Ciências Políticas – (03/23). CEO e fundador da Alpe Capital, uma empresa da Nova Economia que aplica tecnologia de ponta aliada à análise complexa de métricas para construir o futuro do investimento. Com inteligência de dados e hedge, cria operações que maximizam o rendimento enquanto minimizam o risco. Faz ainda modelagem para visualização em tempo real da curva de prêmios do mercado futuro, além de operações atômicas, derivativos, tokenização e *trading* no mercado de Crypto. Conselheiro Consultivo do Conselho Virtual. Entre março de 2019 e dezembro de 2021 foi CEO da PISOM, *holding* que possui participação em várias empresas no ramo financeiro, benefícios e Micro Seguros. Entre setembro de 2015 e janeiro de 2019 foi diretor de planejamento, mobilidade elétrica e novos negócios da Axxiom Soluções Tecnológicas, responsável por construção e manutenção do Plano Estratégico da organização; gerenciamento das estratégias de *Marketing* e Comunicação Institucional; atuação junto à área comercial na identificação de novos negócios; gerenciamento da receita/rentabilidade/produtividade dos projetos em andamento; análise e acompanhamento dos resultados da Receita e Custos; atendimento de demandas de análises financeiras pela diretoria, Comitê de Finanças, Conselho Fiscal; suporte a Controladoria para atendimento de Auditoria Externa; controle de Faturamento; *sponsor/gestor* pelo novo processo de gestão e desenvolvimento de Software da Axxiom - MPSBR Nivel C. A partir de setembro de 2013 foi sócio-diretor da ETX Participações e Intermediações LTDA, responsável por desenvolvimento do plano de negócios; valoração de Empresas (*Valuation*); prospecção de Investidores; intermediações de Fusão/ Aquisições; prospecção e fechamento de negócios; gerenciamento dos resultados do diagnóstico de mercado para desenvolvimento do plano de viabilidade dos produtos e serviços da empresa; gerenciamento de projetos; desenvolvimento de parcerias estratégicas direcionadas para o desenvolvimento dos projetos, gestão de contratos comerciais. Entre fevereiro de 2010 e setembro de 2013 foi sócio-diretor da Delta Publicidade e Marketing LTDA, responsável por prospecção e fechamento de negócios; gerenciamento dos resultados do diagnóstico de mercado para desenvolvimento do plano de viabilidade dos produtos e serviços da empresa; gerenciamento de projetos; desenvolvimento de parcerias estratégicas direcionadas para o desenvolvimento dos projetos, gestão de contratos comerciais. Entre março de 2008 e fevereiro de 2010 desenvolveu função gerencial e administrativa no Instituto João Alfredo de Andrade, com direcionamento da área comercial, administrativa e financeira da instituição; implantação de processos administrativos por meio de Unidades de Negócio; definição de normas e procedimentos de funcionamento da instituição; desenvolvimento de parcerias com empresas públicas e privadas da Região, visando implantação de novos negócios; criação da área comercial com foco na divulgação de novos produtos; suporte ao desenvolvimento de campanhas de *marketing*; desenvolvimento e aplicação de ações estratégicas comerciais e de *marketing* e desenvolvimento voltadas para o aumento do faturamento e para a base de clientes; desenvolvimento de estratégias de renegociação de dívidas para o corpo discente; criação do processo para estabelecimento de "banca examinadora" para seleção do corpo docente; implantação do sistema para controle de presença do corpo docente; reestruturação do quadro administrativo e acadêmico da instituição; reestruturação da grade de cursos de graduação e pós-graduação oferecidos pela instituição; e implantação do modelo de Avaliação 360° para o corpo administrativo. Entre julho de 2007 e março de 2008 foi sócio-diretor da Aurium Trading Importação e Exportação LTDA, responsável por desenvolvimento do plano de negócios da empresa, envolvendo a pesquisa de mercado no segmento de grãos; desenvolvimento da marca com base no planejamento de marketing; análise econômico-financeira; elaboração de estudos de legislação trabalhista, alfandegárias e outros para desenvolvimento de atividades de exportação e importação; e prospecção de fornecedores. De junho de 2006 a julho de 2007 trabalhou na área comercial da Rede Mineira de Rádio, atuando com projeto de descentralização da área contábil com redirecionamento para as Unidades de Negócio; alteração da grade de Programação das Rádios; implementação dos projetos da área comercial; intensificação das parcerias com Agências de Publicidade para captação de recursos; desenvolvimento de indicadores para suporte comercial; acompanhamento e avaliação das metas da área comercial; gerenciamento da área



financeira, envolvendo sistema de cobrança, pagamentos, custos, dentre outros; contato com fornecedores para controle da realização de eventos; reestruturação na infraestrutura das Rádios com vistas a redução de custos; negociação de passivos trabalhistas da Rede; implantação de sistema de remuneração participativa; desenvolvimento de ações promocionais; desenvolvimento de parcerias com Prefeituras; implantação de reuniões de *feedback*; e seleção de profissionais para suprir vagas em aberto. Entre maio de 2005 e junho de 2006, trabalhou na assessoria de comunicação da Administração de Estádios do Estado de Minas Gerais (ADEMG), com realização de *clippings* e *releases*; desenvolvimento de projeto para digitalização do acervo de informações do Estádio do Mineirão; desenvolvimento de Pesquisa de Clima Organizacional com propostas de melhoria; elaboração do Jornal interno da instituição; desenvolvimento do projeto do site do Estádio do Mineirão; assessoramento do projeto de mudança da logomarca da instituição; supervisão do projeto de elaboração de livro comemorativo da instituição; assessoria de imprensa envolvendo atividades de encaminhamento de informações aos veículos de comunicação; agendamento e realização de entrevistas para divulgação de matérias no jornal interno; trabalhos de execução de fotografias; e suporte às equipes de jornalismo das cidades do interior do Estado e de outras localidades nos eventos relacionados aos campeonatos esportivos. Possui os seguintes cursos extracurriculares: HSM expo '18, Curso de Mentores Para *Startups* (Julho 2018), HSM – Tecnologias Disruptivas – Extensão Internacional Vale do Silício (2018), Stanford University – Media X, *Innovation and Training for Brazil's Transportation Infrastructure* (2018), *HSM Leadership summit – The Power of Knowledge* (2018), *SingularityU Brasil Summit – O futuro além da curva* (2018), Missão Empresarial China/Alemanha (2017), Aprendendo a aprender: ferramentas mentais poderosas para ajuda-los a dominar assuntos- University of California San Diego – On-Line, Negociações de Sucesso: estratégias e habilidades essenciais – University of Michigan – On-line, Ampliando seu próprio negócio – London Business School (2010), Seminário Mineiro de Educação Profissional e Tecnológica – SENATEC (2008), Análise e Planejamento Financeiro – SEBRAE (2007), Seminário América Latina, Desenvolvimento e Inclusão, O pensamento de Prebisch e os desafios do século XXI – BDMG – (2007), V Fórum Mineiro de Jovens Lideranças – BDMG (2007), Curso de Empreendedorismo – SEBRAE (2007), Plano de Negócios – SEBRAE (2007), Curso de Marketing: A construção empresarial e a construção da Imagem – Sindicato dos Jornalistas de Minas Gerais (2005), Português Fundamental: Projeto Revisar o Português – Sindicato dos Jornalistas de Minas Gerais (2005), Seminários de Empreendedores – UNA/MG (2003), Seminário MERCOSUL, ALCA e EU – PUC/MG (2003), Evento intitulado “Mini ONU” – PUC/MG (2000).

O Sr. **Bruno Moretti**, 42 anos, 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 estágio pós-doutoral em Sociologia pela UnB. Atualmente, é doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Unicamp. Iniciou sua carreira como Analista de Planejamento e Orçamento do 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 Deliberativo da Funpresp. Entre 2013 e 2015, atuou no Conselho de Administração e Conselho Fiscal do EBSERH. 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. Foi Assessor Técnico no Senado Federal, de Economia, infraestrutura, política fiscal e orçamento público entre 2017 e 2022. Atualmente é Secretário Especial de Análise Governamental da Presidência da República.

O Sr. **Sergio Machado Rezende**, 82 anos, é Professor Titular (Atualmente Emérito) do Departamento de Física da Universidade Federal de Pernambuco, desde 1972. Engenheiro Eletrônico pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, é Mestre em Engenharia Elétrica pela Massachusetts Institute of Technology (MIT) e PhD em Engenharia Elétrica-Ciência dos Materiais, também pela MIT. Atuou como Professor Adjunto de Física da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Professor de Física na Universidade Estadual de Campinas, Professor Visitante na Universidade da Califórnia, Santa Bárbara, e Professor Visitante, no Physik Institut, Universität Zurich. Foi Co-Fundador e Primeiro Chefe do Departamento de Física da UFPE (1972-1976), além de Diretor do Centro de Ciências Exatas da UFPE (1984-1988). Já possui cargos em Agências de Financiamento e Instituições Governamentais de C&T, dentre os quais (i) Co-Fundador e Primeiro Diretor Científico, FACEPE (1990-1993); (ii) Secretário de Ciência e



Tecnologia do Estado de Pernambuco (1995-1998); (iii) Secretário do Patrimônio, Ciência e Cultura, Prefeitura de Olinda (2001-2002); (iv) Presidente da Financiadora de Estudos e Projetos-FINEP (2003-2005); e (v) Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia (2005-2010). Nas Sociedades Científicas, foi (i) Membro do Conselho, Sociedade Brasileira de Física (1972-1973) e (1978-1982); (ii) Membro do Conselho, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (1979-1982) e (1987-1990); (iii) Membro do Comitê Executivo, *International Physics Group*, American Physical Society (1983-1985); (iv) Vice-presidente da Sociedade Brasileira de Física (1985-1987); (v) Membro da Comissão de Magnetismo da IUPAP (1994-2000); (vi) Vice-presidente da União Internacional de Física Pura e Aplicada (2002-2005), (vii) Membro da Comissão Especial de Publicações da IUPAP (2012-2013); e (viii) Presidente Honorário, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC)(2017-). Participou da organização de Conferências e Workshops Internacionais, incluindo como Co-presidente do *Workshop New Trends in Magnetism*, em Recife (1989), Presidente da *International Conference on Magnetism*, em Recife (2000) e Co-presidente do *Workshop on Magnonics II*, em Recife (2012). Desde sua primeira publicação há mais de 50 anos [S. M. Rezende e F. R. Morgenthaler, *Frequency conversion of spin waves in pulsed magnetic fields*, *Applied Physics Letters* 10, 184 (1967)], publicou mais de 300 artigos e capítulos de livros individualmente ou em colaboração com estudantes e colegas sobre uma variedade de fenômenos e propriedades de materiais magnéticos. Ele orientou mais de 40 teses de mestrado e doutorado e escreveu livros sobre materiais e dispositivos eletrônicos que são usados em muitos cursos de física e engenharia em todo o mundo. Suas publicações tiveram mais de 9.400 citações, resultando em um índice H de 53 no banco de dados do Google Scholar. Seus livros publicados são (i) Sergio M. Rezende, *Materiais e Dispositivos Eletrônicos*, Editora Livraria da Física (4ª Edição, 2015); (ii) Sergio M. Rezende, *Fundamentals of Magnonics, Lecture Notes in Physics* 969 (Springer, Cham, 2020); e (iii) Sergio M. Rezende, *Introduction to Electronic Materials and Devices* (Springer, Cham, 2022). Foi premiado com a única bolsa concedida anualmente no Brasil pela Fulbright Foundation for Engineering and Economics para pós-graduação nos Estados Unidos (1964) Recebeu bolsa concedida pela CAPES para o programa de doutorado do MIT (1965-1967), além do Fellow da Fundação Guggenheim na área de Física (1975-1976) Foi bolsista de Pesquisa do CNPq, nível superior (IA) (1977- até hoje) Eleito Membro Titular da Academia Brasileira de Ciências (1977), recebeu Medalha "Ordem do Mérito Nacional Educativo", do Ministério da Educação (1988), "Ordem do Mérito Científico-Grã-Cruz", concedida pelo Presidente da República (1995), Prêmio Anísio Teixeira, do Ministério da Educação, concedido pelo Presidente da República (2001), Prêmio Bunge de Física e Engenharia (2005). É o único brasileiro premiado com o "Outstanding American Physical Society Referees" (2009). Recebeu o Prêmio Ciência da Fundação Conrad Wessel (2013) e o Prêmio Joaquim Costa Ribeiro de Físico da Matéria Condensada, Sociedade Brasileira de Física (2020).

A Sra. **Suzana Kahn Ribeiro**, 63 anos, possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1981), mestrado em Programa de Planejamento Energético - COPPE/UFRJ (1988) e doutorado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1995). Atualmente é professora titular da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Vice-Diretora da COPPE/UFRJ desde julho de 2019. Diretora do Centro China Brasil desde julho de 2019. Coordenadora Executiva do projeto Fundo Verde da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Membro do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS). Membro do Conselho do Museu do amanhã. Membro da Global Alliance of Universities on Climate (GAUC). Membro do conselho consultivo da Vital Strategies desde setembro de 2021. Membro do Conselho do Instituto de Desenvolvimento e Gestão (IDG). Membro do Conselho de Administração do Institute for Transportation & Development Policy (ITDP) desde janeiro de 2022. Membro da Organização Internacional de Bambu e Rattan desde agosto de 2022. Foi IPCC *bureau vice chair* de 2008 a 2015; Subsecretaria de Estado do Ambiente do Rio de Janeiro (SEA) de 2010 a 2013; Secretária Nacional de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental de 2008 a 2010; Coordenadora líder do capítulo do 6º Relatório do IPCC de 2018 a 2022; Coordenadora da Pós-graduação Executiva em Petróleo e Gás - MBP/COPPE de 1998 a 2020.

O Sr. **Renato Campos Galuppo**, 46 anos, é advogado, profissional liberal em atividade desde fevereiro de 2003, com larga experiência em contencioso e consultivo em matéria eleitoral, criminal, constitucional e cível. Foi assessor jurídico na Câmara dos Deputados (CNE 7, equivalente a DAS 6) de março de 2007 a junho de 2014 e outubro de 2014 a dezembro de 2021. Bacharel em Direito pela Universidade Federal de Ouro Preto (2002), é especialista em Direito Penal e Processo Penal Aplicados pelo Centro Universitário UMA



(2020) e pós-graduado em Direito Penal Econômico pelo Instituto de Direito Penal e Econômico Europeu da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra/IBCCRIM (2021). É membro da ABRADep (Academia Brasileira de Direito Eleitoral e Político), do IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) e do ICP (Instituto de Ciências Penais).

A Sra. **Anelize Lenzi Ruas de Almeida**, 44 anos, é Bacharel em Direito pelo Centro Universitário de Brasília (Ceub), possui Pós-graduação em Direito Público pelo Centro Universitário do Distrito Federal e Pós-graduação em Administração Pública pela Fundação Getúlio Vargas, com módulos de estudo incluindo Gerenciamento de organizações do setor público, Negociações e Orçamento Público, e concluiu em 2020 Mestrado em Política Pública pela Universidade de Oxford, no Reino Unido, com módulos de estudo incluindo Direito, Evidências, Desafios em Políticas Públicas e Economia. Em 2006 passou a atuar na Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, tendo assumido a posição de Procuradora-Geral da Fazenda Nacional em janeiro de 2023. Em 2022 foi Subprocuradora-Geral da Fazenda Nacional. Em 2021, assumiu a posição de assessora na Adjuntoria de Política Econômica da Subchefia para Assuntos Jurídicos da Presidência da República. Entre 2020 e 2021, na Advocacia-Geral da União, atuou como consultora da União, responsável pelas informações do Presidente da República em ações de controle concentrado de constitucionalidade relacionadas à direito tributário, direito financeiro, direito econômico, bem como processos cujo mérito cuida de direito disciplinar. Em 2019, na Procuradora-Geral da Fazenda Nacional, assumiu como Chefe de Gabinete do Procurador-Geral. Em 2017 e 2018 atuou na Coordenação-Geral de Assuntos Financeiros, com consultoria em direito fiscal e financeiro e atendimento a órgãos do Ministério da Economia, em especial à Secretaria do Tesouro Nacional. Entre 2014 e 2017 foi Procuradora-Geral Adjunta da Dívida Ativa da União, participando da Coordenação nacional das estratégias de recuperação do crédito inscrito em DAU e da Dívida Ativa do FGTS, e do planejamento e definição de estratégias para melhorar a eficiência da recuperação do crédito inscrito. Entre 2009 e 2013 foi Chefe de Gabinete da Procuradora-Geral. Em 2009, atuou como Procuradora-chefe da Dívida Ativa da União na PRFN 1 Região. Entre 2007 e 2009 foi Procuradora-chefe da PFN/DF (interina). Em 2006, foi Procuradora da Fazenda Nacional no Amazonas. Entre 2003 e 2006 atuou no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, em Brasília, como Técnico Judiciário (nível médio), Oficial de Gabinete de Desembargador. Entre 2000 e 2003, foi Técnico Judiciário (nível médio) no Centro de Estudos Judiciários do Conselho da Justiça Federal, em Brasília. Desde 2021 participa do Conselho Fiscal da Serenas - Organização suprapartidária e sem fins lucrativos para a garantia dos direitos de meninas e mulheres no Brasil (voluntária). Em 2022 atuou como mentora voluntária da Quarta Turma da Rede Alumna e no Conselho de Parecerista da Revista do Ministério Público do Distrito Federal e Territórios. Foi Árbitra do *VI Tax Moot Brasil*. Entre 2016 e 2018 participou do Conselho de Administração da Caixa Econômica Federal. Entre 2014 e 2016 foi membra do Conselho Fiscal da Caixa Econômica Federal. Entre 2011 e 2013 foi membra do Conselho Fiscal do Banco do Brasil. Participou em audiências públicas na Câmara dos Deputados sobre recuperação de débitos públicos inscritos em Dívida Ativa da União e o impacto na reforma da previdência, Sonegação fiscal e Discussão sobre a proposta da nova Lei de Execução Fiscal.

O Sr. **Evamar José dos Santos**, 61 anos, possui Graduação Superior em Administração de Empresas pela FACE-FUMEC e Pós-graduação em Finanças e Contabilidade Pública pela FACEUFMG. Desde 2017 atua como consultor financeiro. No setor público, foi servidor público concursado, com 37 anos de serviços prestados na Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais (1980 a 2017) com experiência em diversos cargos e funções gerenciais: (i) Diretor-Geral Adjunto (março/2011 a novembro/2017); (ii) Diretor de Infraestrutura (junho/2007 a março/2011); (iii) Diretor-Geral Adjunto (maio/2001 a junho/2007); (iv) Assessor Especial do Diretor-Geral (agosto/1998 a maio/2001); (v) Gerente (FG3) de Tesouraria (janeiro/1991 a agosto/1998); (vi) Gerente Coordenador de Contabilidade (dez/1986 a jan/1991); (vii) Assessor Especial da Inspeção Financeira (fev/1985 a dez/1986); e (viii) Agente de Segurança (novembro/1980 a janeiro/1985). No setor privado, atuou no Banco Mercantil do Brasil de 1978 a 1980, foi Mecanógrafo de julho/1979 a outubro/1980 e Escriturário de outubro/1978 a junho/1979. Entre 2018 e 2020, foi Conselheiro do Comitê de Ética da COFAL - Cooperativa de Economia e Crédito Mútuo dos Funcionários da Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais. De 2015 a 2017, atuou como Diretor Administrativo do PROCON-ASSEMBLEIA. De 2011 a 2015, foi Presidente da Comissão de Obras e Manutenção Predial da Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais. De 1986 a 1988, foi Diretor Financeiro da COFAL-Cooperativa de Economia e Crédito Mútuo



dos Funcionários da Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais. De 1987 a 1998, foi Membro Técnico da Comissão Especial de Elaboração da Proposta Orçamentária Anual da Assembleia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

O Sr. **José João Abdalla Filho**, 77 anos, 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 seguimentos de Óleo e Gás, Energia e mineração, e cujas posições são carregadas há mais de 10 anos. Apesar de durante um período ser suplente, em ambas as companhias Cemig e CEG suplentes assistem as reuniões do Conselho de Administração, o que lhe conferiu *background* importante nos segmentos de Energia e Óleo e Gás, e cuja atuação sempre foi pautada no 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*, em especial aos acionistas das companhias, sempre com visão de longo prazo, o Conselheiro Juca busca apoiar da melhor forma possível o desempenho do *Management*.

O Sr. **Marcelo Gasparino da Silva**, 52 anos, é advogado graduado pela UFSC e Especialista em Administração Tributária Empresarial pela ESAG. Possui treinamento executivo em fusões e aquisições na London Business School, e de CEO pela Fundação Getúlio Vargas (IBE/FGV/IDE). É professor da Fundação ENÁ. Exerceu a Advocacia por 15 anos (1995-2010), iniciando carreira executiva como Diretor Jurídico-Institucional da CELESC (2007-2009). Conselheiro de Administração certificado pelo IBGC desde 2010, nos últimos 12 anos atua como Conselheiro de Administração Independente em Companhias abertas, com mais de 30 mandatos como CA e 5 como Conselheiro Fiscal. É Presidente do CA da ETERNIT (2017-atual) e Conselheiro de Administração da VALE (2020-atual) e da Petrobras (2021-atual). Na VALE é Coordenador do Comitê de Sustentabilidade e membro do Comitê de Nomeação e foi membro do Comitê de Excelência Operacional e Riscos (2020-2022). Na Petrobras é Presidente do Comitê de Minoritários, e membro dos Comitês de: Investimentos; de Auditoria das Sociedades do Conglomerado Petrobras; e de Segurança, Meio Ambiente e Saúde. Na CEMIG é membro do Comitê de Finanças e Estratégia. Na ETERNIT é Coordenador do Comitê de Geração Fotovoltaica. Com passagens pelos setores mineração e siderurgia, óleo & gás, petroquímico, logística, geração, transmissão e distribuição de energia, indústria de base, construção civil, geração fotovoltaica, armazenagem e saneamento básico adquiriu *skills* que permitem contribuir nas mais diversas matérias e estratégias. Fez parte de cases de ativismo minoritário emblemáticos, como: a eleição do primeiro e único *Chairman* indicado e eleito por minoritários na Usiminas (2015); a primeira eleição de minoritário pelo voto múltiplo (Eletrobras-2016; Vale-2019 e Petrobras 2020); a contestação na CVM da proposta de inclusão do "voto negativo" em processo eleitoral para o CA de Companhia Aberta brasileira (Vale 2021); a eleição de 4 candidatos alternativos no primeiro processo eleitoral da Vale Corporation (2021); a primeira vez em que acionistas minoritários elegem 2 conselheiros pelo processo de voto múltiplo na Petrobras (2022). Em abril de 2017, assumiu a Presidência do Conselho de Administração da ETERNIT para liderar seu *turnaround* com a eleição de uma nova diretoria, mas com a restrição do uso do Amianto Crisotila no Brasil, a empresa iniciou o processo de Recuperação Judicial (2018). Liderando o board no complexo momento, atuou na diversificação de portfólio da ETERNIT, por meio da área de energia fotovoltaica, um dos mais bem sucedidos processos brasileiros. Foi membro dos CA da Bradespar (2015-16), Battistella (2016-17), Casan (2019), Celesc (2011-14 e 2018-19), da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (2016-2022), Eletrobras (2012-14 e 2016), Eletropaulo (2016-18), Gasmig (2020-21), Kepler Weber (2017-20) Tecnisa (2012-14) e Usiminas (2012-16). Foi Conselheiro Fiscal da AES TIETÊ (2013-14), BRADESPAR (2014-15), BRASKEM (2018-19) e Petrobras (2018-21). É o mais antigo Consultor Externo do Prêmio Innovare.

Biografias: Membros recém-nomeados de nossa Diretoria Executiva

Abaixo estão as biografias dos membros recém nomeados de nossa Diretoria Executiva:

Sr. **Sergio Caetano Leite**, 53 anos, é mestre em Economia e Gestão, administrador de carteiras e fundos de investimentos certificado pela CVM, com experiência internacional na área de "*investment banking*" e fusões e aquisições no Brasil e no exterior. Atuou por mais de 15 anos no setor de petróleo como consultor



financeiro e no mercado de capitais na administração de fundos e administração fiduciária, atendendo fundos institucionais e estruturados. Recentemente, atuou como subsecretário do Consórcio Nordeste responsável pelas Câmaras Temáticas de Saneamento, de Energias (Energias Renováveis, Petróleo e Gás), e de Infraestrutura e Investimentos. Coordenou ainda a Plataforma de Investimentos do consórcio estruturando mais de 2 bilhões de reais em financiamentos para os Estados membros nos últimos três anos.

Sr. **Joelson Falcão Mendes**, 59 anos, é engenheiro mecânico pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) com MBA em gestão empresarial pela FGV e especialização em gestão avançada pelo INSEAD, França. Ingressou na Petrobras em 1987 como Engenheiro de Equipamentos, tendo ocupado várias funções gerenciais nos últimos 31 anos. Foi Gerente de Operação de diversas plataformas, Gerente Geral das unidades da Petrobras nos estados do Amazonas, Rio Grande do Norte e Ceará e da Bacia de Campos. Posteriormente, foi Gerente Executivo de águas profundas e Gerente Executivo de águas ultraprofundas. Atualmente, é responsável pela Gerência Executiva de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras. É Membro do Conselho Diretor da OSLR – Oil Spill Response Limited.

Sr. **Carlos José do Nascimento Travassos**, 55 anos, é formado em Engenharia Mecânica com 37 anos de experiência no mercado, dos quais 4 anos no Arsenal de Marinha do Rio de Janeiro, atuando em construção naval, e 33 anos na Petrobras, tendo ocupado diversas posições de liderança com passagens nas Diretorias de Exploração e Produção e de Desenvolvimento da Produção, com atuação no Brasil e no exterior, tanto em frentes operacionais como em posições gerenciais. Atuou na implementação de programas estruturantes nas áreas de engenharia, contratação, construção, comissionamento e pré-operação, tendo sido o responsável pelas entregas das unidades P-66, P-67, P-68, P-69, P-70 e P-71 e pela concepção dos novos FPSOs com foco na redução de emissões dos gases de efeito estufa. No segmento *downstream*, foi responsável pela implantação dos projetos nas principais refinarias do país, atuando nas áreas de processamento e gás natural, unidades de hidrotreatamento, ampliação e *revamps* de refinarias. Como Gerente Executivo de Águas Profundas (AGP) foi o responsável pela gestão das unidades da Bacia de Campos e Espírito Santo, juntamente com o desenvolvimento complementar dos campos dessas unidades. Ocupa atualmente a posição de Gerente Executivo de Sistemas de Superfície, Refino, Gás e Energia (SRGE), área responsável pelos projetos de engenharia e pela implementação das grandes obras de investimento de capital nas áreas de Exploração e Produção, Refino, Gás, Energia e Logística.

Sr. **Claudio Romeo Schlosser**, 58 anos, é engenheiro químico formado pela Universidade Federal de Santa Maria, e advogado pela Pontifícia Universidade Católica de Petrópolis – RJ. Tem MBA em Finanças pela FGV e Gestão pelo INSEAD e Fundação Dom Cabral, além de MBA Executivo pela Rice University, localizada em Houston. Ingressou na Petrobras em 1987 no cargo de Engenheiro de Processamento de Petróleo. Possui mais de 35 anos de experiência nas mais diversas áreas de processamento, comercialização e logística de petróleo e derivados. Entre várias funções exercidas, foi 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, comandando 13 refinarias, uma planta industrial de xisto e complexos petroquímicos e fábricas de fertilizantes da Petrobras.

Sr. **William França da Silva**, 62 anos, é formado em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e em Direito pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Possui MBA em Gestão Empresarial (COPPEAD/UFRJ) e formação em Gestão Estratégica e Cadeia de Valor (INSEAD/França). Iniciou sua carreira na Petrobras como engenheiro de processamento, em 1988, na Refinaria Duque de Caxias/RJ (Reduc). Sua experiência profissional inclui atuações como gerente de ativo da Refinaria Guillermo Bell/Bolívia e gerente geral das refinarias: RPBC/Cubatão-SP; REGAP/Betim-MG; RLAM/Mataripe-BA; e REDUC/Duque de Caxias-RJ. Foi também gerente executivo e diretor da Transpetro e da Transpetro Internacional.

Sra. **Clarice Coppetti**, 59 anos, é graduada em Ciências Contábeis e em Ciências Econômicas. É pós-graduada em Gestão Estratégica de Tecnologia da Informação pela FGV e pós-graduanda em Perícia e Direito Bancário pela UniBF/Ibcappa. Foi Diretora Comercial da Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul, PROCERGS, foi Vice-Presidente de Tecnologia da Informação da CAIXA Econômica Federal. Foi Diretora de Operações e Serviços da Autoridade Pública Olímpica e Diretora de Relações Institucionais



acumulando a Diretoria Financeira da empresa NORTE ENERGIA S/A. Foi Conselheira Titular do Comitê de Auditoria da CAIXA Econômica Federal, Membro titular do Comitê de Risco da CAIXA e Presidente do Comitê de Tecnologia da Informação da CAIXA Econômica Federal. Integrou como membro titular o Conselho Deliberativo e o Conselho Fiscal da Fundação dos Economistas Federais, FUNCEF. Foi Conselheira titular do Conselho de Administração da CAIXA Capitalização S/A e Conselheira Suplente do Conselho Fiscal da CAIXA Consórcios S/A. Integra atualmente o Comitê de Auditoria da CAIXA.

Sr. **Carlos Augusto Barreto**, 55 anos, é formado na PUC-RJ em Tecnologia da Informação, com cursos de extensão pela New York University (NYU). Possui várias certificações na área de TI, Gerência de Projetos e Gestão de Processos. Líder de Transformação Digital de Processos com mais de 25 anos de experiência no ambiente corporativo. Atuou em grandes bancos americanos como o Federal Reserve e Banco Mitsubishi e companhias de vários setores como Charter Communications e Cushman Wakefield. Foi Gerente de Projetos de TI de larga escala em companhias como IBM, Dun & Bradstreet, com implementações em vários países e múltiplos stakeholders.

Incerteza contínua em relação a nossos Diretores Executivos e Conselho de Administração

Para uma lista atual de nossos Diretores Executivos e membros do Conselho de Administração na data deste relatório anual, consulte "Administração e Empregados – Administração" e "Administração e Empregados – Diretores Executivos" neste relatório anual.

Se houver vacâncias no Conselho de Administração ou em nossos Diretores Executivos, é possível que tais cargos não sejam preenchidos prontamente.

As próximas mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e de nossos Diretores Executivos podem resultar em significativa incerteza adicional. É difícil prever as futuras decisões ou opiniões estratégicas, comerciais ou políticas que qualquer membro recém-eleito de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria Executiva poderá tomar ou ter, e não podemos prever como isso afetará nossos negócios, nossos resultados operacionais ou nossa condição financeira, o que, por sua vez, poderá afetar adversamente o valor de nossos títulos.

Nosso Plano Estratégico consiste em nossa avaliação contínua do ambiente de negócios e da implementação de nossas estratégias, permitindo que os ajustes sejam feitos de forma mais eficiente. Ver "Plano Estratégico – Plano Estratégico 2023-2027" neste relatório anual. Os desenvolvimentos recentes descritos acima, incluindo quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração e em nossa Diretoria Executiva, podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, mas se esse Plano Estratégico permanece em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à administração de nossas operações e investimentos.

Fatores de risco

Os desenvolvimentos recentes descritos acima podem ter um impacto material e adverso em nossos negócios, perspectivas, resultados de operações e condição financeira, e no valor de nossos títulos. O papel do Governo Federal brasileiro como nosso acionista controlador, apresenta riscos específicos para os investidores. Para mais informações, veja "Fatores de Risco - 2.a) O Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode perseguir certos objetivos macroeconômicos e sociais através de nós, que podem ter um efeito adverso material sobre nós" neste relatório anual.



Riscos



Riscos

A natureza de nossas operações nos expõe a uma série de riscos que, individualmente ou em conjunto, podem ter um efeito em nosso desempenho financeiro. Para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, nós mudamos a estrutura dos fatores de risco para adaptá-la a uma nova ordem de relevância requerida pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), regulador local, de forma a apresentar as informações para os investidores de uma forma mais consistente nesse relatório anual. Os fatores de riscos são apresentados nos seguintes grupos:

Riscos relacionados (1) ao emissor; (2) a seus acionistas, em especial os acionistas controladores; (3) a seus administradores; (4) a seus fornecedores; (5) a seus clientes; (6) aos setores da economia nos quais o emissor atue; (7) à regulação dos setores em que o emissor atue; (8) aos países estrangeiros onde o emissor atue; (9) a questões sociais; (10) a questões ambientais; (11) a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição; (12) ao uso da marca; (13) a ações e títulos de dívida.

Fatores de Risco

1) Riscos relacionados a nossa Companhia

1.a) Nós estamos expostos a riscos de segurança, meio-ambiente e saúde em nossas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e passivos judiciais.

As atividades relacionadas ao negócio de petróleo e gás apresentam riscos elevados, geralmente por envolverem altas temperaturas e pressões. Em particular, atividades em águas profundas e ultra profundas e no refino apresentam vários riscos, como vazamentos de óleo e produtos, incêndios e explosões em refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, embarcações, dutos, terminais e perdas de contenção em barragens, dentre outros ativos pertencentes ou operados por nós. Esses eventos podem ocorrer devido a falhas técnicas ou humanas ou desastres naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos à saúde de nossa força de trabalho e/ou comunidades do entorno, fatalidades e danos ambientais. Eles podem causar danos materiais, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilização em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como consequência, nós podemos incorrer em despesas relacionadas à mitigação, recuperação e/ou compensação pelos danos causados.

Nós também estamos expostos a riscos de segurança corporativa decorrentes de atos de interferência intencional de terceiros em seus dutos e áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (furtos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Se essa interferência continuar, poderá resultar em acidentes de pequenas ou grandes proporções, incluindo vazamentos ou danos nas instalações, o que pode afetar a continuidade das operações e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, o que pode impactar negativamente seus resultados. Para mais informações, por favor, veja “Nossos Negócios – Exploração e Produção” e “Ambiental, Social e Governança” nesse relatório anual.

Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, há possibilidade enfrentarmos dificuldades na obtenção ou manutenção das licenças de operação e sofreremos danos a nossa imagem e reputação.



1.b) Nós podemos sofrer perdas e dedicar 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 de reivindicações corporativas 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 em nossos resultados e condição financeira.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem ter um impacto negativo em nossos resultados devido ao seu desfecho, como rescisão de contratos e / ou revisão de autorizações governamentais. Dependendo do resultado, os litígios podem acarretar restrições em nossas operações e ter um efeito material adverso sobre alguns de nossos negócios.

Nós podemos ser frequentemente afetados por alterações nas regras, regulamentações e jurisprudência, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados.

1.c) Falhas em sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (cybersecurity) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente nossas operações e reputação.

Nossas operações são fortemente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e de telecomunicações, bem como do grau de proteção tecnológica e da robustez dos controles internos associados. Interrupções ou mau funcionamento que afetem esses sistemas e/ou suas infraestruturas, causados por obsolescência, falhas técnicas e/ou atos intencionais, ou ainda, decorrentes de fatores geopolíticos ou derivados de sistemas e da infraestrutura digital de terceiros podem prejudicar ou mesmo paralisar os negócios e impactar adversamente nossas operações e reputação. Podem, ainda, trazer custos não previstos para a recuperação de informações e ativos, além da imposição de multas ou sanções legais.

Falhas de segurança da informação (incluindo os sistemas industriais e de automação), em função de ações externas, intencionais ou não (como, por exemplo, malwares, hackers, ciberterrorismo), ou internas (como, por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos de TI por parte de nossos empregados ou prestadores de serviços) também podem causar impactos nos nossos negócios e na nossa reputação, no relacionamento com partes interessadas e com entes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores, entre outros), no posicionamento estratégico em relação a nossos competidores e em nossos resultados.

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

Nós avaliamos constantemente novas oportunidades de projetos para compor nosso portfólio de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento, nós podemos nos confrontar com mudanças nas condições de mercado, tais como alterações nos preços, preferências do consumidor e perfil da demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento que podem comprometer suas taxas de retorno esperadas. Nós também podemos mudar nossos critérios de aprovação de projetos, resultando em perfis diferentes de risco e retorno.

Nós também enfrentamos riscos específicos para projetos de óleo e gás. Apesar de nossa experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e do desenvolvimento contínuo de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e a qualidade do óleo e gás produzidos em um determinado campo só serão totalmente conhecidas nas fases de implantação e operação, o que pode exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e de sua taxa de retorno esperada.

Há também riscos relacionados a possíveis atrasos na execução de projetos de óleo e gás, que podem resultar no descasamento de datas exigidas entre projetos de *upstream* e *downstream* (por exemplo, atraso na infraestrutura *onshore*, impactando o fluxo *offshore* de óleo e gás e transporte *onshore* de gás). Nós também enfrentamos riscos associados a conflitos internacionais, guerras ou eventos de indisponibilidade não planejada de ativos críticos (como sondas de perfuração e a cadeia de gás natural e GNL) que também podem impactar o fluxo *offshore* e *onshore* e podem comprometer a continuidade de nossa cadeia produtiva de negócios. Além disso, falhas em atender obrigações estabelecidas pela ANP podem resultar em multas e passivos.



Adicionalmente, apesar de nossa experiência em exploração e produção, podemos enfrentar novos desafios técnicos à medida que nos aproximamos da fronteira tecnológica.

Além disso, nosso Plano Estratégico inclui iniciativas relacionadas à mudança climática, que está se tornando cada vez mais um risco de negócio material. Os riscos da mudança climática podem incluir riscos físicos, tais como eventos climáticos extremos e riscos de transição, tais como mudanças políticas e regulatórias e mudanças nas demandas do mercado. Para enfrentar esses riscos, podemos precisar aumentar nossos investimentos em medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, o que pode resultar em maiores gastos de capital e impactar significativamente nosso Plano Estratégico. Para mais informações sobre como a mudança climática poderia impactar nossos resultados e estratégia, consulte "Fatores de Risco - Riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição - 11.a) Mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia."

Ademais, podemos decidir investir em novos projetos de transição energética que estão além do nosso escopo atual de experiência e expertise. Além dos riscos e desafios descritos acima, podemos encontrar outros riscos associados a esses novos investimentos e empreendimentos, os quais podem impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno de nosso portfólio.

1.e) Nós temos passivos substanciais e podemos estar expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazo, o que pode afetar materialmente e adversamente nossa condição financeira e resultados.

Nós reduzimos substancialmente o nível de nossa dívida nos últimos anos. No entanto, nosso passivo ainda é relevante e, potencialmente, poderia fragilizar nossa liquidez em momentos adversos. Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados, pagar o principal e juros de nossas obrigações, nos termos contratados, e honrar nossos compromissos financeiros, qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar nosso resultado e capacidade de cumprir nosso Plano Estratégico ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

Nossa falta da classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução adicional de nossas classificações de crédito podem gerar consequências adversas sobre a nossa capacidade de obter financiamentos no mercado por meio de títulos de dívida ou ações, ou pode afetar nosso custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou caro refinar obrigações que estão para vencer. O impacto em nossa capacidade de obter financiamento e no custo de financiamento pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança no rating de crédito do Governo Federal brasileiro. Qualquer nova redução das classificações de crédito do Governo Federal brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamentos e/ou sobre o nosso custo de financiamento e, conseqüentemente, sobre nossos resultados e condição financeira.

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

Nós e nossas participações societárias no Brasil ou no Exterior estamos sujeitos a regras e regulamentos tributários que podem ser interpretados de forma diferente ao longo do tempo ou que podem ser interpretados de forma diferente por nós, nossas participações societárias e pelas autoridades fiscais brasileiras (incluindo as esferas federal, estaduais e municipais) e do exterior. Em consequência de tais divergências, a nós e nossas participações societárias podemos ter que assumir provisões e cobranças imprevistas. Em alguns casos, quando esgotarmos todos os recursos administrativos relativos a uma contingência tributária, outros recursos podem ser interpostos nos tribunais judiciais, o que podem exigir que forneçamos garantias aos tribunais judiciais, como o depósito de valor igual ao passivo fiscal potencial, além dos juros e multas acumulados. Em alguns desses casos, a liquidação da questão pode ser uma opção mais favorável para nós e nossas participações societárias. Além disso, um eventual acordo em uma disputa tributária pode ter um impacto mais amplo em outras disputas tributárias.



O Congresso Brasileiro pode aprovar reformas tributárias, implementando mudanças substanciais na estrutura tributária brasileira, que podem impactar nossos negócios. Além disso, as autoridades tributárias do Brasil (incluindo as esferas federal, estaduais e municipais) e de outros países também podem publicar novas legislações e/ou regulações que impactem no cumprimento de obrigações tributárias (principal e acessórias), demandando relevantes esforços (recursos humanos e sistêmicos), por parte dos contribuintes, para o adimplemento das obrigações dentro do prazo legal. A obrigatoriedade de adaptação dos processos ao novo marco legal em tempo exíguo pode ocasionar efeito adverso no nosso resultado e de nossas participações.

Quaisquer dessas ocorrências pode ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e em nossos resultados.

1.g) Manter os objetivos da produção de petróleo no longo prazo depende da nossa capacidade de incorporar e desenvolver com êxito as nossas reservas.

A nossa capacidade de incorporar reservas adicionais depende das atividades de exploração, que nos expõem aos nossos riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas de petróleo ou gás natural comercialmente viáveis.

Adicionar novas reservas também dependem da nossa capacidade em conceber e implementar projetos de desenvolvimento. As atividades de exploração e desenvolvimento de reservatórios em águas profundas e ultra profundas demandam investimentos significativos de capital e envolvem diversos fatores que estão fora do nosso controle, como mudanças significativas nas condições econômicas, regulações e licenças em relação ao clima e meio ambiente, capacidade de atendimento do mercado de suprimentos e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem restringir, atrasar ou cancelar as nossas operações.

Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e nossas próprias restrições de capital pode tornar mais difícil ou dispendioso obter áreas adicionais em rodadas de licitação para novos contratos e para desenvolver as áreas contratadas existentes.

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

As reservas provadas de petróleo e gás natural incluídas neste Formulário de Referência são os volumes estimados de petróleo e gás natural brutos que os dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável certeza de serem economicamente recuperáveis, a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes (ou seja, utilizando preços e custos correntes) de acordo com a Regulação S-X e outras regulações aplicáveis.

As estimativas de reservas apresentadas são elaboradas com base em premissas e interpretações que estão sujeitas a riscos e incertezas. Se os dados geológicos e de engenharia que usamos para estimar nossas reservas forem imprecisos, estas reservas podem ser menores do que as atualmente indicadas nas estimativas de volume do nosso portfólio e reportadas pelas companhias que conduzem avaliações das estimativas de reservas. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas.

Reduções nas estimativas de nossas reservas indicam produções futuras menores, o que pode ter um efeito adverso no nosso resultado e em nossa condição financeira.

1.i) Os projetos de descomissionamento vêm crescendo e se tornando mais relevantes no nosso portfólio, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulamentares e expectativas de partes interessadas, podendo resultar em danos a nossa imagem e aumento de custos.

Os projetos de descomissionamento cresceram e se tornaram mais relevantes para o nosso portfólio à medida que os contratos de concessão e sistemas de produção expiram. Com a publicação da Resolução ANP 817/2020, podemos enfrentar algumas dificuldades na definição do escopo desses projetos de descomissionamento e no atendimento aos requisitos regulamentares, especialmente em função da curva de aprendizado da indústria e nossa nesta área. Embora os nossos planos de descomissionamento tenham



sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, esses planos podem enfrentar o escrutínio de partes interessadas ou não atender às demandas ou expectativas do mercado em relação às práticas ambientais, sociais e de governança. Como resultado, a nossa imagem e reputação podem ser adversamente afetadas e os recursos e custos previstos para estes projetos também podem aumentar.

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

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos de benefícios previdenciários como para o plano de saúde, é baseado em estimativas e premissas atuariais, bem como na modelagem das regras de negócio, observando-se os regulamentos e a legislação aplicáveis. Dessa forma, o valor das obrigações corresponde a uma estimativa que pode mudar ao longo do tempo, à medida que as premissas e estimativas não se confirmem.

Além disso, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados à previdência complementar, incluindo aqueles que atingem os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações dos planos de benefícios patrocinados por nós, os quais podem não gerar os retornos necessários para cobrir os passivos relevantes, caso em que as nossas contribuições adicionais e dos participantes podem ser necessárias, observada a regra da paridade contributiva constitucional.

No que tange aos benefícios de saúde, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados pelos seguintes fatores:

- Por aumento dos custos médicos acima do esperado;
- Por demandas adicionais originadas de extensão de benefícios; e
- Pela dificuldade em se ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Esses fatores podem resultar em um aumento no nosso passivo e podem afetar adversamente nossos resultados e nossa condição financeira.

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

O nosso sucesso depende da capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que estejam preparados para assumir cargos sêniores no futuro.

O ingresso de empregados em cargo ou emprego público no Brasil é realizado por processo seletivo público, conforme previsto na Constituição Federal. Além disso, considerando que a Consolidação Das Leis do Trabalho (CLT) não permite exigência superior a seis meses de experiência prévia, nós não conseguimos garantir que novos empregados tenham a experiência adequada para exercício das atividades para as quais forem designados, ou seja, com qualificação, experiência e competências desenvolvidas previamente no mercado.

Não há garantia de que nós alocaremos e treinaremos adequadamente nossa força de trabalho, nem que seremos capazes de fazê-lo sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha pode afetar negativamente os nossos resultados e os nossos negócios.



1.l) Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas por parte dos nossos empregados ou por empregados de nossos fornecedores, empresas contratadas podem afetar adversamente os nossos resultados e o nosso negócio.

Fatores diversos podem levar a questionamentos judiciais e reivindicações trabalhistas, ensejando greves e paralisações, tais como:

- Discordâncias e insatisfações quanto à nossa estratégia de negócios, em particular, no que diz respeito à gestão do portfólio e suas implicações para a força de trabalho;
- Políticas de recursos humanos em relação a remuneração, benefícios e número de empregados;
- Contribuições dos trabalhadores para cobrir o déficit do plano de previdência (Petros);
- Implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência;
- Mudanças na legislação trabalhista.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicação trabalhista em qualquer uma das nossas instalações ou em nossos principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem os nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de continuar nossas operações e completar nossos projetos, impactando adversamente os nossos resultados e a nossa condição financeira.

1.m) Os nossos negócios podem ser material e adversamente afetados pelo surgimento de epidemias ou pandemias, como a Covid-19.

Epidemias e pandemias por agentes infectantes, como a pandemia da Covid-19, podem causar impactos à saúde da nossa força de trabalho, de nossos parceiros e fornecedores, assim como, demandar o redesenho das rotinas, procedimentos e da organização do trabalho em geral, podendo, conseqüentemente, afetar a continuidade de várias atividades e a nossa produtividade. A operação de instalações como plataformas, refinarias, terminais, entre outras pode ser impactada, assim como o pleno funcionamento da cadeia de suprimentos. Além disso, tais eventos de saúde pública podem afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, conseqüentemente, pode impactar negativamente os nossos resultados e condição financeira.

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

Em geral, 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, não há seguro para a maioria dos nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que cause a interrupção das operações pode ter um efeito adverso relevante nos nossos resultados e condição financeira.

Além disso, as nossas apólices de seguros não cobrem todos os tipos de riscos e passivos na área de segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos, o que pode impactar os nossos resultados. Não podemos garantir que incidentes não ocorram no futuro, que haverá seguro para cobrir os danos ou que não seremos responsabilizados por esses eventos, o que pode afetar negativamente nossos resultados.

Ainda, não podemos garantir que os valores das coberturas contratadas de seguros para riscos relacionados às nossas atividades serão suficientes para garantir, na hipótese de ocorrência de um sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que pode afetar adversamente os nossos negócios e os nossos resultados.



1.o) A capacidade de nos desenvolvermos, adaptarmo-nos e termos acesso a novas tecnologias é fundamental para a nossa competitividade.

A manutenção das nossas taxas de reservas e viabilidade da produção, de forma eficiente, demandam constante desenvolvimento e acesso a novas tecnologias. Se não estivermos mais na fronteira tecnológica da exploração de óleo e gás em águas ultra profundas, nosso desempenho poderá se tornar menos competitivo em relação a outras companhias do setor, colocando em risco nossa estratégia de longo prazo.

A nossa competitividade também está ligada ao desenvolvimento de novos produtos e processos com uso intenso de tecnologias que permitem buscar nossa meta de zerar as emissões líquidas operacionais, além de responderem às regulamentações ambientais e às novas tendências do mercado.

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

Após a conclusão de cada desinvestimento ou parceria (etapa *post-closing*), precisamos realizar a gestão e acompanhamento integrados das ações necessárias e previstas nos contratos de cada projeto, atentando-nos para os direitos e o cumprimento das obrigações estabelecidas para cada parte. O descumprimento de tais obrigações contratuais ou o não exercício de direitos podem resultar em perdas financeiras para nós.

Além disso, conforme determinação da ANP, em caso de venda total ou parcial da nossa participação em contratos de E&P, permanecemos solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o encerramento da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir essa tarefa. Tal responsabilidade solidária abrange as obrigações constituídas antes ou depois da transferência, desde que resulte de atividades realizadas em uma data anterior à transferência. O mesmo se aplica a passivos ambientais, independente do segmento do qual faz parte o ativo desinvestido. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade por danos ambientais é oponível a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para sua realização e os ajustes havidos entre as partes compradora e vendedora não são capazes de afastar essa responsabilidade.

Adicionalmente, a venda de nossos ativos da pode impactar negativamente as sinergias existentes ou a nossa integração logística, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Os nossos parceiros, do presente ou do futuro, podem não ser capazes de cumprir com suas obrigações, incluindo as financeiras, o que pode comprometer a viabilidade de alguns projetos dos quais participamos. Quando atuamos como operadores, nossos parceiros podem ter o direito de vetar determinadas decisões, o que também pode afetar a viabilidade de alguns projetos.

Independentemente da parceira responsável pelas operações de cada projeto de E&P, podemos estar expostos aos riscos associados a essas operações, incluindo litígios (em que a responsabilidade solidária pode ser aplicável) e a riscos de sanções governamentais derivadas dessas parcerias, que podem ter um efeito adverso material nas nossas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira.

1.q) Estamos sujeitos ao risco de que os controles internos sobre relatórios financeiros possam se tornar inadequados devido a mudanças no ambiente de controles, ou de que o grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Limitações inerentes aos controles internos sobre os relatórios financeiros podem fazer com que estes falhem em prevenir ou detectem erros, podendo afetar negativamente nossa capacidade de reportar os resultados financeiros em períodos futuros, com precisão e de forma tempestiva. Além disso, é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, pois os nossos controles podem se tornar inadequados devido a mudanças no ambiente de controles, ou porque o nosso grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos possa vir a se deteriorar.

A identificação de uma fraqueza material em nossos controles internos sobre os relatórios financeiros ou de quaisquer das ocorrências acima podem afetar adversamente os nossos negócios e operações e podem gerar reações negativas do mercado a nosso respeito, potencialmente afetando a nossa condição financeira e levando a um declínio o valor das nossas ações.



1.r) Possíveis desdobramentos adversos na Operação Lava Jato ou outras investigações futuras relacionadas à possibilidade de descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA podem nos afetar adversamente. As violações desta ou de outras leis podem exigir que paguemos multas e podem expor a nós e nossos empregados a sanções penais e ações civis.

A Operação Lava Jato ainda está sendo conduzida pelas autoridades brasileiras e informações relevantes adicionais que afetem os nossos interesses podem vir à tona. Desdobramentos adversos podem nos impactar negativamente e desviar os esforços e atenção da nossa administração das suas atividades ordinárias. Em relação a qualquer investigação ou processo futuro realizados por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrentes da Operação Lava Jato, ou outro possível descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou outras leis, podemos ser demandados a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou a cumprir determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito material adverso sobre nós.

1.s) Podemos enfrentar processos adicionais relacionados à Operação Lava Jato.

Atualmente, somos parte de uma ação coletiva iniciada na Holanda, de um processo de arbitragem na Argentina e processos judiciais e de arbitragem iniciados no Brasil referente a Operação Lava Jato. Em cada caso, os processos foram movidos por investidores (ou entidades que alegam representar interesses de investidores) que compraram nossas ações negociadas na B3 ou outros valores mobiliários emitidos por nós fora dos Estados Unidos, alegando danos relacionadas a fatos descobertos na Operação Lava Jato.

Na Argentina, somos réus em duas ações criminais propostas pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa, atualmente denominada Consumidores Damnificados Asociación Civil. Para informações adicionais, consulte “Legal e Tributário – Processos Judiciais – Ações Penais na Argentina”.

Além disso, a EIG Management Company, LLC (“EIG Management”) e oito dos fundos por ela administrados (“Fundos EIG”) (juntamente com a EIG Management, “EIG”) entraram com uma reclamação contra nós em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Colúmbia. Para informações adicionais, consulte “Legal e Tributário – Processos Judiciais – Reivindicação de Investidores e Procedimento de Mediação da Sete Brasil” neste relatório anual.

É possível que outras ações ou reivindicações sejam feitas no futuro nos Estados Unidos, Brasil ou em outro lugar contra nós, relacionadas à investigação da Operação Lava Jato. Também é possível que outras informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações em andamento sobre corrupção pelas autoridades brasileiras. A nossa administração pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas ações, o que pode impedir que se concentrem em seu negócio principal.

Além disso, como resultado da investigação contínua da Operação Lava Jato, informações adicionais relevantes podem vir à tona no futuro fazendo com que a estimativa que fizemos em 2014 para pagamentos indevidos incorretamente capitalizados parecesse, retrospectivamente, ter sido materialmente baixa ou alta. Em anos anteriores, fomos obrigados a dar baixa nos custos capitalizados que representam valores que pagamos a mais pela aquisição de imobilizado. Podemos ser obrigados a rerepresentar 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.t) Operações com partes relacionadas podem não ser devidamente identificadas e tratadas.

De acordo com a 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, conformidade, transparência, equidade e comutatividade. Os processos de decisão que envolvem essas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de divulgação adequada de informações, nos termos da legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. A eventual falha no processo de identificação e tratamento dessas situações pode afetar negativamente nossa



condição econômica e financeira, assim como ocasionar a abertura de procedimentos fiscalizatórios pelos órgãos reguladores.

1.u) Violações de leis de proteção de dados aplicáveis podem acarretar 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 ("LGPD"), estaremos sujeitos a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Tratamos dados pessoais de diversos públicos de interesse, como: empregados, colaboradores, clientes, fornecedores, investidores, visitantes de suas instalações físicas e de seus sites na internet. O descumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD pode resultar em sanções administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio de acesso a dados pessoais e eliminação de dados pessoais.

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

2.a) O Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

O nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros, eleitos em assembleia geral ordinária de nossos acionistas para um mandato de até dois anos, com o máximo de três reeleições consecutivas permitidas. A legislação brasileira exige que o Governo Federal brasileiro detenha a maioria das nossas ações com direito a voto e, por conseguinte, ele tem o poder de eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e, através deles, os Diretores Executivos, que são responsáveis por nossa administração do dia a dia. Isso significa que o Governo Federal brasileiro tem um grande controle sobre nossas operações, governança e estratégia, por meio da influência em nossa administração e no nosso Conselho de Administração. Em consequência, podemos nos dedicar a atividades que priorizem os objetivos do Governo Federal, ao invés dos nossos próprios objetivos econômicos e empresariais. Os interesses de nosso acionista controlador podem diferir e não ser do melhor interesse de nossos acionistas minoritários e as decisões tomadas por nosso acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes do que ele teve no passado.

Como nosso acionista controlador, o Governo Federal brasileiro orientou, e pode continuar orientando, no futuro, certas políticas macroeconômicas e sociais através de nós, conforme permitido por lei.

Assim, como resultado, poderemos realizar investimentos, incorrer em despesas e realizar atividades e transações em termos que podem ter um efeito adverso nos nossos resultados e condição financeira.

As eleições presidenciais no Brasil ocorrem a cada quatro anos, e mudanças nos representantes eleitos podem levar a alteração dos membros do nosso Conselho de Administração indicados pelo acionista controlador, podendo resultar em impactos relevantes na condução da nossa estratégia e orientações de nossos negócios, incluindo nosso Plano Estratégico. As recentes eleições presidenciais resultaram em um novo presidente brasileiro, de um partido político diferente do governo anterior. Como resultado, o Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, exerceu seus direitos, de nomear novos membros de nossa Diretoria Executiva e Conselho de Administração, podendo sugerir outras modificações em nossa estrutura administrativa.

Os membros do nosso Conselho de Administração indicados pelo nosso acionista controlador também poderão ser destituídos antes do término de seu mandato, devendo essa substituição ser aprovada em Assembleia Geral de Acionistas. Consulte "Administração e Empregados – Administração – Conselho de Administração" neste relatório anual.

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

A nossa política de remuneração aos acionistas prevê como distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio valores que dependem, entre outros fatores, do nosso nível de investimentos e do nosso fluxo de caixa operacional. Caso decidamos por um plano estratégico que preveja um maior volume de



investimentos, ou alterar o nosso plano estratégico para fazê-lo, o valor destinado a distribuição de dividendos poderá ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser impactado por diversos fatores, incluindo o preço e a produção de petróleo, influenciando, assim, a distribuição de dividendos. Nossa capacidade de pagar dividendos aos acionistas pode ser afetada por uma variedade de fatores, incluindo nosso desempenho financeiro, exigências de capital, perspectivas futuras e outras considerações comerciais. Nossa política de remuneração aos acionistas poderá ser encerrada ou alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, potencialmente impactando parâmetros como periodicidade de pagamentos, fórmula de cálculo, indicadores financeiros, pagamento mínimo (se houver), dentre outros. O pagamento de dividendos acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como patamar de referência. Além disso, alterações na composição do nosso Conselho de Administração e da nossa administração podem resultar em alterações ou no encerramento de na nossa política de remuneração aos acionistas. Existe a possibilidade de que tais mudanças em nossa política de remuneração aos acionistas possam ser materiais, podendo resultar no pagamento de menos ou nenhum dividendo no futuro.

3) Riscos relacionados a nossos administradores

3.a) A falha em prevenir, detectar em tempo hábil, ou corrigir comportamentos incompatíveis com nossos princípios éticos e regras de conduta pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados e nossa condição financeira.

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

Esse risco é agravado pelo fato de termos um grande número de contratos complexos de alto valor com fornecedores locais e estrangeiros e a grande variedade de contrapartes envolvidas em nosso negócio.

Não podemos garantir que todos os nossos diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer pessoa que faça negócios conosco cumprirão nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional destinadas a orientar nossos diretores, administradores, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, real ou percebida, em seguir nossos princípios éticos ou em cumprir as obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis pode prejudicar a nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso sobre os nossos resultados e a condição financeira.

4) Riscos relacionados a nossos fornecedores

4.a) Contamos com fornecedores de bens e serviços na operação e realização de nossos projetos e, como resultado, podemos ser afetados adversamente por falha ou atrasos de tais fornecedores.

Somos suscetíveis aos riscos de contratação, desempenho, qualidade do produto e capacidade da nossa cadeia de suprimentos. Se nossos fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou não entregarem os bens e serviços que nos são devidos, é possível que não atendamos nossas metas operacionais dentro do custo e/ou prazo esperados. Nesse caso, a podemos, em última instância, precisar adiar um ou mais de nossos projetos, o que pode causar um efeito adverso sobre nosso resultado e condição financeira.

O nosso plano estratégico prevê uma concentração de contratações de unidades de produção de petróleo nos próximos anos. Em decorrência dos novos obstáculos tecnológicos, FPSOs têm aumentado em complexidade, tamanho e peso suas plantas de processo, o que representará um desafio para o mercado fornecedor responder plenamente à demanda neste intervalo de tempo.

Adicionalmente, podem existir riscos de atrasos no processo de desembaraço aduaneiro ocasionados por fatores externos, que podem impactar o fornecimento de bens para nós e afetar nossas operações e projetos.



Além disso, atrasos ou interrupções no fornecimento devido a eventos de saúde, como uma pandemia, ou conflitos geopolíticos, como a guerra na Ucrânia, podem ter impacto em nossa cadeia de suprimentos e em nossos resultados.

5) Riscos relacionados a nossos clientes

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

Alguns dos nossos clientes podem passar por restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo sobre sua qualidade de crédito. Problemas financeiros graves de nossos clientes podem limitar a nossa capacidade de receber valores devidos a ela ou de impor o cumprimento das obrigações devidas nos termos das disposições contratuais.

Adicionalmente, muitos dos nossos clientes financiam suas atividades por meio de seu fluxo de caixa operacional e da contratação de dívidas de curto e longo prazos, não tendo disponibilidade de reservas para contingências.

O declínio das condições econômicas no Brasil e a consequente redução nos fluxos de caixa, combinados com a dificuldade de acesso a financiamento dos clientes da Companhia, podem afetá-la, uma vez que muitos de seus clientes são brasileiros.

Isso pode resultar em uma redução no nosso fluxo de caixa e também pode reduzir ou restringir a demanda futura de nossos clientes por nossos produtos e serviços, o que pode ter um efeito adverso sobre os nossos resultados e condição financeira.

Devido à possibilidade de sermos obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes, conforme risco legal apontado no item 5.b (Podemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes), pode haver uma redução do nosso fluxo de caixa, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

5.b) Podemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes que estão inadimplentes.

Nós podemos ser obrigados pela justiça brasileira a fornecer produtos e serviços a clientes, sejam instituições públicas ou privadas, com o objetivo de garantir o abastecimento do mercado nacional de petróleo e gás. Nesta situação, podemos estar obrigados a fornecer produtos e serviços até mesmo em situações nas quais estes clientes e instituições estejam inadimplentes com obrigações contratuais ou legais, quando não tenhamos obrigações legais e contratuais de fornecer tais serviços ou produtos ou ainda em condições econômicas e comerciais desvantajosas. Veja "Legal e Tributário – Processos Judiciais" neste relatório anual. Embora normalmente recorramos dessas decisões a tribunais superiores, a exigência de que façamos tal fornecimento em situações excepcionais pode afetar adversamente nossa condição econômico-financeira.

6) Riscos relacionados aos setores da economia nos quais atuamos

6.a) O nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e derivados.

A maior parte da nossa receita provém principalmente das vendas de petróleo bruto e derivados de petróleo e, em menor medida, do gás natural. Os preços internacionais de petróleo e derivados são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda globais. A volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo são estruturais e provavelmente continuarão. Mudanças nos preços do petróleo geralmente resultam em mudanças nos preços de derivados e gás natural.



Os preços de diesel e gasolina no mercado brasileiro são definidos considerando o equilíbrio com os preços internacionais e o nível de participação no mercado. De acordo com a nossa política de preços, os reajustes de preços são realizados sem uma frequência definida, mas sim de acordo com as condições de mercado e análise do ambiente externo, permitindo-nos competir de forma mais eficiente e proporcionando maior flexibilidade.

Nosso posicionamento atual no Brasil considera 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.

Considerando que um dos nossos objetivos atuais de preços é manter os preços dos combustíveis em paridade com as tendências do mercado internacional, reduções substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados e condição financeira e podem afetar o valor de nossas reservas provadas. Adicionalmente, a periodicidade dos reajustes dos combustíveis, determinada por nós, pode ser revista em razão de fatores exógenos que afetam nossos clientes, como o setor de transportes, entre outros, e, conseqüentemente, os nossos negócios.

No passado, a nossa administração ajustou nossos preços de petróleo, gás e derivados de tempos em tempos. No futuro, poderá haver períodos durante os quais os preços de nossos produtos não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos. Ações e legislação impostas pelo Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, podem afetar essas decisões de preços. Representantes do Governo Federal brasileiro têm, por vezes, expressado suas opiniões sobre a necessidade de modificar e ajustar a nossa política de preços para levar em conta as condições domésticas. Nossa Diretoria Executiva e equipe de gestão ou Conselho de Administração podem propor alterações na nossa política de preços, incluindo a decisão de que tal política não busque alinhamento com o preço de paridade internacional. Tais ações de nosso acionista controlador podem não estar de acordo com o melhor interesse de nossos acionistas minoritários e pode resultar em efeito adverso relevante sobre o resultado de nossas operações e condição financeira. Veja “Fator de Risco - 2.a) O Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós” e “Desenvolvimentos Recentes”, neste relatório anual.

No segmento de gás e energia, além da produção própria de gás natural, importamos gás da Bolívia e GNL mundialmente. Os custos do gás importado são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais. Eles também são influenciados pela geopolítica internacional e pelo nível de geração de usinas termelétricas, que estão diretamente relacionados às condições hidrológicas no Brasil. As alterações dos preços de venda no mercado interno são influenciadas pela duração dos contratos e índices, acordados quando da assinatura, de uma forma que existe o risco de discrepância entre os preços de venda e os custos incorridos com o GNL.

Não podemos garantir que nossa forma de estabelecer preços não será alterada no futuro. Mudanças na nossa política de preços de combustível podem ter um impacto adverso relevante em nossos negócios, resultados, condição financeira e no valor de nossos títulos.

6.b) Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar as exigências para que nosso nível de desempenho permaneça alinhado aos das melhores empresas globais do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e mais complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementação de nosso atual Plano Estratégico ou quaisquer planos subsequentes adotados.

O Termo de Compromisso assinado entre nós e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) inclui a venda de, aproximadamente, 50% da nossa capacidade de refino, o que representa a venda de oito unidades de refino, das quais três já foram concluídas e uma já está com o contrato assinado. Como resultado, podemos enfrentar maiores forças competitivas no mercado de *downstream* no Brasil, com o surgimento de novas companhias competindo conosco neste setor. Se não formos capazes de reduzir os custos, comercializar nossos produtos de forma competitiva e implementar novas tecnologias em nossos negócios poderemos ter nossos resultados e operações adversamente afetados. Por outro lado, é possível



que nosso Conselho de Administração ou administradores busquem revisar o termo de compromisso junto ao CADE, alterando as obrigações do atual acordo.

Adicionalmente, no segmento de exploração e produção, poderemos não ter sucesso na aquisição de blocos exploratórios em futuros leilões se nossos competidores puderem licitar com base em melhores estruturas de custo e capital. 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 do pré-sal, o que poderia afetar negativamente nossos resultados.

No segmento de gás natural, também firmamos compromissos com o CADE e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Esses compromissos incluem:

- acesso de terceiros às rotas de escoamento e unidades de processamento (concluído parcialmente),
- redução de compra de gás nacional de outros produtores (concluída parcialmente),
- alienação das nossas participações nas companhias de transporte de gás (concluída parcialmente),
- alienação das participações nas empresas de distribuição (concluído),
- arredamento de terminal de regaseificação de GNL (concluído), and
- acordo de redução de flexibilidade com companhias de transporte de gás, permitindo que a capacidade restante seja oferecida a outras companhias (concluído).

Se não cumprirmos esses compromissos firmados, poderemos enfrentar impactos negativos, como processos administrativos e multas, além de prejudicar a nossa imagem e reputação.

Além disso, mudanças regulatórias na legislação antitruste e concorrencial podem impor penalidades, restrições comerciais e dificuldades para renovar concessões, o que poderia impactar adversamente nossas operações e resultados e comprometer o nosso crescimento sustentável futuro.

Em 28 de fevereiro de 2023, nós recebemos um comunicado oficial do Ministério de Minas e Energia ("MME") solicitando:

"(...) a suspensão das alienações de ativos por 90 (noventa) dias, em razão da reavaliação da Política Energética Nacional atualmente em curso e da instauração de nova composição do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), respeitadas as regras de governança da Companhia, compromissos assumidos com entes governamentais e sem colocar em risco interesses intransponíveis da Petrobras."

Nós estamos analisando os processos em curso, sob a ótica do direito civil e de forma consistente com nossos padrões de governança e legislação aplicável, bem como os termos de quaisquer compromissos já assumidos e as consequências de qualquer suspensão ou cancelamento, o que pode ter um impacto significativo sobre nós.

6.c) Fragilidade no desempenho da economia brasileira, instabilidade no ambiente político, mudanças legais ou regulatórias e percepção do investidor dessas condições podem afetar adversamente o resultado das nossas operações e o nosso desempenho financeiro e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

As nossas atividades estão fortemente concentradas no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo Governo Federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras, incluindo-nos, e sobre as condições de mercado e os preços dos títulos brasileiros. As nossas condições e resultados financeiros podem ser adversamente afetados por alguns fatores, tais como:

- movimentos e volatilidade das taxas de câmbio;
- inflação;
- financiamento de déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;



- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política tributária;
- política legal ou regulatória para companhias estatais e suas participações societárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás, incluindo política de preços e requisitos de conteúdo local; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos afetando o Brasil.

A incerteza sobre se o Governo Federal brasileiro implementará mudanças na política ou nos regulamentos que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro pode levar à incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiros e títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os nossos resultados e condição financeira.

Por exemplo, o Governo Federal brasileiro também pode aumentar as alíquotas de imposto de exportação de petróleo e derivados, que atualmente estão sujeitas a uma alíquota de 10%. Tal mudança de política pode impactar negativamente nossa rentabilidade e competitividade nos mercados globais, pois pode resultar em um aumento no custo de exportação de nossos produtos para mercados internacionais.

Além disso, existe o risco de que no futuro a lei brasileira e/ou nossas políticas possam exigir que aumentemos nosso uso de fornecedores locais brasileiros. Embora essas ações possam ser destinadas a apoiar o desenvolvimento do mercado brasileiro, os fornecedores locais podem não ter o mesmo nível de experiência que os fornecedores internacionais, podendo resultar em atrasos ou inadimplência na entrega de bens e serviços necessários para nossas operações. Além disso, os custos associados aos fornecedores locais podem ser maiores do que os de nossos fornecedores atuais, o que pode impactar nossa rentabilidade.

Além disso, o ambiente político brasileiro tem sido considerado polarizado nos últimos anos e essa polarização continuou após as recentes eleições presidenciais brasileiras. Quaisquer desenvolvimentos na situação política atual ou quaisquer novos fatos relevantes em relação à situação política brasileira podem resultar em agitação política. Ademais, quaisquer dificuldades do Governo Federal brasileiro em obter maioria de votos no Congresso Nacional para implementar reformas podem afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar os nossos resultados operacionais e a condição financeira. Você deve fazer sua própria avaliação sobre o Brasil e as condições prevaletentes no país antes de decidir investir em nós.

6.d) Alegações de corrupção política contra membros do Governo Federal brasileiro podem criar instabilidade econômica e política.

No passado, membros do Governo Federal brasileiro e do Legislativo brasileiro enfrentaram alegações de corrupção política. Como resultado, diversos políticos, incluindo altos funcionários federais e congressistas, renunciaram ou foram presos.

Autoridades eleitas e outros funcionários públicos no Brasil continuam sendo investigados por alegações de conduta antiética e ilegal identificadas durante a investigação da Operação Lava Jato conduzida pelo Ministério Público Federal. O resultado potencial dessas investigações é desconhecido, mas elas já tiveram um impacto negativo sobre a imagem e a reputação das companhias envolvidas (inclusive nossa), além do impacto adverso na percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. Estes processos, suas conclusões ou novas acusações de conduta ilícita podem acarretar efeitos adversos adicionais sobre a economia brasileira. Tais acusações podem levar à instabilidade adicional, ou novas acusações contra funcionários do Governo Brasileiro podem surgir no futuro, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós. A Companhia não pode prever o resultado de tais investigações e acusações, nem seus efeitos sobre a economia brasileira.



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

Os fatores de risco geopolíticos recentemente se tornaram mais proeminentes no mundo. Por exemplo, como resultado do conflito militar em curso envolvendo a Rússia e a Ucrânia, os preços de referência do petróleo, do gás natural e do gás natural liquefeito (GNL) permanecem extremamente voláteis. Tal conflito militar e o efeito das sanções econômicas às quais o governo russo, determinados cidadãos e as empresas daquele país estão submetidos podem ter um efeito negativo na economia global, incluindo o Brasil. Não podemos prever a extensão desse conflito e seus impactos em nossos negócios. Esses eventos impactam também os fluxos de petróleo e os mercados relacionados, assim como outros eventos ou atos similares. Um exemplo é a alteração das exportações de petróleo ofertados pela Rússia, que se deslocaram para China e Índia, restringindo a demanda residual desses mercados para outros ofertantes. Além disso, potenciais atrasos ou interrupções na cadeia de suprimentos, aumento significativo de custos, bem como altos preços de petróleo, GNL e gás natural, podem ter um efeito adverso sobre a nossa demanda pelos bens e serviços e o preço de nossos títulos.

6.f) Estamos vulneráveis ao aumento do serviço da dívida resultante da depreciação do real em relação ao dólar americano e aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

Em 31 de dezembro de 2022, 83,6% da nossa dívida financeira era denominada em outras moedas que não o real. Uma depreciação do real em relação a qualquer uma dessas outras moedas aumentará o serviço da nossa dívida em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o valor do principal e juros sobre a dívida em moeda estrangeira aumentará com essa depreciação.

As variações cambiais podem ter um impacto imediato nas nossas despesas e receitas informadas. Algumas das nossas despesas operacionais, gastos de capital, investimentos e custos de importação irão aumentar na eventualidade de uma depreciação do real. Por sua vez, como a maioria das nossas receitas é denominada em reais, mas vinculada aos preços internacionais de petróleo e derivados em dólar, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos no mercado local para refletir a depreciação do real, nossa geração de caixa em relação à nossa capacidade de serviço da dívida pode diminuir.

O serviço da dívida também pode ser impactado por variação nas taxas de juros. Na medida em que refinanciamos nossas obrigações a vencer com dívidas recém-contratadas, podemos incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2022, 43,4% da nossa dívida financeira consistia em dívida indexada a taxas de juros flutuantes. Em geral, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para nos protegermos contra o risco de aumento das taxas de juros.

Na medida em que essas taxas flutuantes aumentam, podemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciaríamos nossa dívida existente nos próximos anos, o nosso perfil do endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixas e flutuantes, a relação entre dívida de curto prazo e dívida de longo prazo e as moedas em que nossa dívida está denominada ou à qual está indexada. Mudanças que afetam a composição da nossa dívida e causam aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, o que pode causar um efeito adverso sobre nossos resultados e nossa condição financeira.

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

A gestão de portfólio abrange os movimentos de investir e desinvestir. De acordo com nosso Plano Estratégico, a nossa carteira de desinvestimentos atual inclui diversos ativos em diferentes estágios do processo de venda.

Fatores externos tais como queda do preço do petróleo, flutuações nas taxas de câmbio, deterioração da economia brasileira e das condições econômicas globais, cenário político brasileiro, decisões judiciais e administrativas, aprovação de nova legislação, dentre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou dificultar as oportunidades de venda dos ativos, ou afetar o preço pelo qual podemos vendê-los.



O nosso Plano Estratégico é alterado de tempos em tempos. Isto significa que não podemos garantir que nosso Plano Estratégico não será alterado no futuro em decorrência de novas decisões. Caso nosso Plano Estratégico seja alterado, inclusive como resultado de decisões do Governo Federal brasileiro como nosso acionista controlador, nosso plano de desinvestimento poderá ser revisado. Veja “Fatores de Riscos - 2.a) O Governo Federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós” e “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual. Além disso, quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração, Diretoria e equipe de gestão podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, mas se esse Plano Estratégico permanece em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão nossas operações e investimentos. Veja “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual.

Além disso, no dia 28 de fevereiro de 2023, recebemos uma comunicação oficial do solicitando a suspensão das vendas de ativos por 90 dias, o que poderia afetar nossa gestão de portfólio. Veja “Fator de Riscos 6.b) Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar as exigências para que nosso nível de desempenho permaneça alinhado aos das melhores empresas globais do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e mais complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementação de nosso atual Plano Estratégico ou quaisquer planos subsequentes adotados.” Podemos conduzir uma revisão geral de nosso plano de negócios e estratégia atual, resultando potencialmente em mudanças em nossa estratégia de gestão de portfólio. Tais mudanças podem incluir o cancelamento de desinvestimentos em andamento e futuros.

Se não conseguirmos implementar com sucesso nossas parcerias e desinvestimentos planejados ou se o plano de desinvestimentos for modificado, isso poderá impactar nossos negócios.

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

A Nós avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando necessário, o valor contábil de nossos ativos para possíveis *impairments*. Nossos testes de *impairment* são realizados por meio de uma comparação do valor contábil de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa com seu valor recuperável, sejam estes em operação ou em implantação. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for menor que o seu valor contábil, uma perda por *impairment* é reconhecida para reduzir o valor contábil ao seu valor recuperável.

Mudanças nos ambientes econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados em que nós atuamos podem ter impacto significativo sobre as premissas utilizadas para a condução dos testes de *impairment*. Por exemplo, queda significativa nos preços internacionais de óleo e gás, depreciação do real, mudanças nas condições de financiamento, como a deterioração da percepção de risco e das taxas de juros para ativos e projetos, entre outros fatores, podem afetar as estimativas de rentabilidade originais de nossos projetos, o que pode implicar em um *impairment* e afetar adversamente nossos resultados.

7) Riscos relacionados à regulação dos setores nos quais nós estamos envolvidos

7.a) Divergências de interpretações e novas exigências das agências reguladoras em nosso setor podem resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais ou podem provocar atrasos na produção.

Nossas atividades são sujeitas a regulamentações e fiscalização das agências reguladoras, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ e ANM, bem como de outros órgãos, tais como o CADE, IBAMA, ICMBio e outros nos Estados.



Questões como concentração de mercado ao longo das cadeias de valor de gás natural e *downstream*, conformidade com os requisitos de conteúdo local, procedimentos para unificação de áreas, definição de preços de referência para cálculo de royalties e participação governamental, especificações de produtos petrolíferos, regras relacionadas ao monitoramento e descomissionamento de poços, alocação de custos de transporte de gás natural entre os participantes do mercado, entre outras, estão sujeitas a um regime regulatório supervisionado pelas agências reguladoras brasileiras.

Mudanças regulatórias consideradas desfavoráveis pelo setor, bem como mudança 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 condição financeira.

7.b) Nós não somos proprietários das acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o Governo Federal brasileiro possui todos os recursos minerais do país, incluindo as acumulações de petróleo e gás natural do subsolo. De acordo com regulamentações brasileiras, a concessionária ou parte contratada possui o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações do subsolo conforme os contratos de exploração e produção firmados com o Governo Federal brasileiro. Nós possuímos, como concessionária ou parte contratada de certos campos de petróleo e gás natural no Brasil, o direito exclusivo de desenvolver os volumes de petróleo e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com os respectivos contratos de exploração e produção, por um tempo específico. O acesso a reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e a nossa capacidade de gerar receita poderia ser afetada adversamente caso haja restrições à exploração dessas reservas de petróleo e de gás natural, por conta de alterações na legislação em vigor ou implementação de medidas de exceção.

8) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde nós atuamos

8.a) Nós possuímos ativos e investimentos em outros países da América do Sul, onde a situação política, econômica e social pode impactar negativamente nossos negócios.

Nós reduzimos significativamente nossa participação no exterior. Entretanto, ainda operamos e possuímos negócios em países nos quais pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar negativamente os resultados e a condição financeira de nossas participações societárias, incluindo:

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

Caso um ou mais riscos acima descritos ocorram, nós podemos deixar de alcançar nossos objetivos estratégicos nesses países ou nas operações internacionais como um todo, o que pode impactar de forma negativa 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. Esses projetos e operações também podem ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações, impactando nossos negócios, imagem e reputação.

Faz parte da nossa política respeitar os direitos humanos, remediar violações, e manter relações responsáveis com as comunidades onde operamos e ser diligente com nossos fornecedores e parceiros. No entanto, ao longo da vida dos projetos e operações, nós podemos inadvertidamente cometer violações de direitos humanos em nossas atividades, operações e contratos em caso de descumprimento das diretrizes do Código de Conduta Ética, das Diretrizes de Direitos Humanos e do Guia para Conduta Ética para Fornecedores, bem como qualquer erro no processo de identificação e avaliação de riscos de direitos humanos na gestão de RH, cadeia de suprimentos, parcerias e comunidades. Além disso, os vários locais em que nós operamos estão expostos a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais, como derivação clandestina, crime, roubo, sabotagem, bloqueios de estradas e protestos. Nós não temos controle sobre as mudanças na dinâmica local e nas expectativas das comunidades onde atuamos e estabelecemos nossos negócios.

Impactos sociais decorrentes de nossas decisões e atividades diretas e indiretas – especialmente aqueles relacionados a desinvestimentos e descomissionamento - e divergências com essas comunidades e governos locais 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.

Para mais informações sobre nossas principais atividades, iniciativas, práticas de gestão, indicadores e compromissos relacionados às questões ambientais, sociais e de governança (“ASG”), consulte nosso Relatório de Sustentabilidade disponível em nosso site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência neste relatório anual.

10) Riscos relacionados a questões ambientais

10.a) Interpretações divergentes de inúmeras regulamentações ambientais, de saúde e segurança e padrões da indústria que estão se tornando mais rigorosas podem resultar em aumento de gastos operacionais e de capital e em redução da produção, bem como na aplicação de sanções e dificuldade para obtenção ou renovação de licenças.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, melhores práticas e a uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenciamento relacionados à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil como em outras jurisdições onde nós operamos. Essas leis, regulamentos e exigências podem resultar em custos adicionais significativos, que podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que nós pretendemos implementar ou podem tornar esses projetos economicamente inviáveis.

Qualquer aumento substancial nas despesas para conformidade com as regulamentações ambientais, de saúde ou segurança pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira. Essas leis, regulamentos e requisitos cada vez mais rigorosos podem resultar em reduções significativas em nossa produção, incluindo paradas não programadas, que também podem ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Ocorrem constantes mudanças das normas e legislações relacionadas a saúde ocupacional e, muitas vezes, há divergências entre elas. Além disso, a judicialização de temas relacionados à saúde é cada vez mais frequente, assim como questões relacionadas a caracterização de acidentes de trabalho e todos os seus desdobramentos, nas esferas cível, trabalhista, administrativa e até criminal.



Adicionalmente, a implementação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial), instituído pelo Decreto N° 8373/2014, facilitou o acesso dos órgãos de fiscalização governamentais às informações dos trabalhadores (incluindo aquelas relacionadas a acidentes de trabalho), e, conseqüentemente estes órgãos têm sido mais proativos em suas atividades.

Adicionalmente, nós 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 2018, padrões mais restritivos de qualidade do ar foram definidos pelos órgãos ambientais federais e estaduais, o que aumentou as exigências para implantação de melhorias tecnológicas que proporcionassem a redução da poluição do ar em unidades industriais como refinarias, usinas elétricas e terminais instalados em regiões que já apresentam problemas de qualidade do ar. Isso pode incluir obstáculos para a obtenção ou renovação de licenças de operação e a necessidade de adotar novas práticas de controle ambiental, como novos tipos de práticas, aumento da frequência de monitoramento de emissões e instalação de novos equipamentos de proteção ambiental, gerando custos mais elevados para nós. Também existe o risco de que o uso de combustíveis esteja sujeito a restrições relacionadas ao nível de emissão de poluentes, o que pode aumentar a necessidade de investimentos em refinarias ou perda de mercado. É possível que nossos esforços para cumprir tais regulamentações resultem em aumento de gastos, e o descumprimento de tais regulamentações pode causar danos à nossa reputação e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas.

Situações de escassez hídrica em bacia hidrográficas onde se situam unidades industriais, além de impactos imediatos da escassez hídrica de onde nós atuamos, podem ainda resultar na formulação ou ampliação de exigências dos órgãos licenciadores com relação a restrição de uso de água doce para fins industriais, e podem exigir por exemplo: a instalação de unidades de reuso de água em unidades operacionais ou até mesmo compra de água de reuso de fontes externas, o que pode levar a necessidade de investimentos e incremento de custos operacionais para essa finalidade.

Nós não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos, incluindo o descomissionamento de campos maduros e desinvestimentos, não sejam afetados pelos procedimentos internos dos órgãos reguladores e ambientais no que tange à emissão de licenças e permissões pertinentes em tempo hábil. Atrasos potenciais na obtenção de licenças podem impactar nossos objetivos de produção de petróleo e gás natural, influenciando negativamente nossos resultados e condição financeira.

Nós também estamos sujeitos a sanções que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e dificuldades para alcançar nossos objetivos de produção de petróleo e gás natural, tais como embargos ou interdições parciais ou totais.

Além disso, alterações na interpretação ou interpretações divergentes quanto a regulamentações ambientais, de saúde e segurança, bem como nossa decisão de liquidar quaisquer reivindicações relativas a tais regulamentações, podem ter um efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados.

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

11.a) Mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia.

As mudanças climáticas representam novos desafios e oportunidades para nossos negócios. Com o agravamento das mudanças climáticas e avanços nos acordos e regulamentações, se nós não nos prepararmos para os novos desafios globais, poderemos incorrer em multas e/ou maiores impostos, impactando nosso fluxo de caixa, diminuindo nossa competitividade e diminuindo o valor para o acionista. Mudanças nas condições ambientais podem potencialmente afetar algumas das condições operacionais de nossos ativos, como disponibilidade de água para nossas refinarias e usinas termelétricas, bem como padrões de ondas, ventos e correntes oceânicas para nossas plataformas offshore.



Regulamentações ambientais mais rigorosas, incluindo respostas políticas orientadas à mitigação das mudanças climáticas, como permissões para emissão de gases de efeito estufa (GEE) e outras respostas de mitigação, podem potencialmente aumentar os custos operacionais e reduzir a produção. O estabelecimento de um marco regulatório para a adoção de um instrumento de precificação de carbono para redução de GEE no Brasil está em fase de implementação, através do Decreto 11.075 do Governo Federal brasileiro, em maio de 2022, que institui o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa. As leis ambientais e tratados internacionais podem aumentar os riscos de litígios e ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Um número crescente de investidores busca alinhar seus investimentos às políticas climáticas de médio e longo prazo. O aumento da percepção dos investidores sobre os riscos climáticos e as restrições regulatórias mais significativas relacionadas aos setores intensivos em carbono podem levar a maior dificuldade de acesso a capital e aumento de custos. Investidores estabelecidos em países comprometidos com o Acordo de Paris com metas de descarbonização mais agressivas tendem a sofrer pressões ainda mais fortes em suas decisões de investimento.

Nós prevemos uma pressão crescente para desenvolver e utilizar tecnologia mais avançada para melhorar o desempenho operacional em emissões, para acompanhar as demandas de um mundo de baixo carbono. O risco decorre da perda de competitividade devido à não implementação de tecnologias ou à implementação de tecnologias ineficazes que possam ser aplicadas ao nosso negócio. Isso também pode impactar nossa reputação relacionada a nossas iniciativas de mitigação das mudanças climáticas.

A evolução das tecnologias traz competitividade para novos produtos específicos que podem deslocar a demanda de produtos fósseis para produtos de baixo carbono e podem impactar negativamente a demanda por petróleo e causar uma queda nos preços do petróleo mais significativa do que o previsto em nosso planejamento. No Brasil, a substituição de combustíveis fósseis, principalmente no setor de transporte, devido a políticas públicas como o Renovabio e outras iniciativas e tendências potenciais podem afetar o mercado brasileiro e comprometer nossas receitas esperadas. Esses fatores podem ter um impacto negativo na demanda por nossos produtos e serviços e podem prejudicar ou mesmo comprometer a implementação e operação de nossos negócios, impactando adversamente nossos resultados e condição financeira e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

Para mais informações sobre como a mudança climática poderia impactar nosso Plano Estratégico, consulte "Fatores de Risco - Riscos relacionados à nossa Companhia - 1.d) A seleção e o desenvolvimento de nossos projetos de investimento possuem riscos que podem afetar nossos resultados esperados".

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

Nós temos instalações industriais que demandam o uso de água, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hidroativos, têm importância logística dentro de nossa cadeia. Nos últimos anos, várias regiões do mundo, incluindo algumas regiões no Brasil, experimentaram uma escassez de água doce, inclusive para o consumo da população. Em caso de escassez hídrica, as outorgas pelas quais nós temos o direito de uso dos recursos hídricos podem ser suspensas ou temporariamente modificadas e, como resultado, nós podemos ser obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades produtivas, uma vez que a água disponibilizada para o consumo da população e a dessedentação de animais tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode comprometer temporariamente a continuidade de nossos negócios, além de gerar impactos financeiros para nós e nossa imagem.

Escassez hídrica também pode resultar no acionamento de usinas térmicas, que possuem um custo mais alto na geração de energia elétrica, e aumentam o custo dessa energia para as unidades industriais.



12) Riscos relacionados ao uso de nossa marca

12.a) A atuação de empresas que possuem licença de uso de nossas marcas pode impactar nossa imagem e reputação.

Nosso plano de desinvestimento em andamento incluiu a venda parcial ou total de nossas empresas no segmento de distribuição de combustíveis e alguns desses negócios envolvem contratos de licenciamento para nossas marcas. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e comunicações, ele pode ser percebido pelas partes interessadas como nós; nosso legítimo representante ou porta-voz. Ações ou eventos das empresas licenciadas no âmbito de seus negócios, tais como: falhas, acidentes, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de nossas marcas, entre outros fatores - podem impactar negativamente nossa imagem e reputação, com a possibilidade de perdas financeiras.

13) Riscos relacionados a ações e títulos de dívida

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

Nossas ações estão entre as mais líquidas negociadas no B3, mas em geral, os mercados brasileiros de valores mobiliários são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos e de outras jurisdições, e, portanto, podem ser regulamentados de maneira diferente da forma como os investidores dos Estados Unidos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados brasileiros de ações podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e no tempo que desejarem.

13.b) Os detentores de nossas ADSs podem ser incapazes de exercer direitos de preferência com relação às ações subjacentes às ADSs.

Os detentores de ADSs que são residentes nos Estados Unidos podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Securities Act seja efetiva com relação a esses direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da Securities Act esteja disponível. Não somos obrigados a arquivar uma declaração de registro com respeito às ações relacionadas a esses direitos de preferência e, portanto, podemos não arquivar tal declaração de registro. Se uma declaração de registro não for apresentada e não houver isenção de registro, o JPMorgan, como depositário, tentará vender os direitos de preferência e os detentores de ADSs terão o direito de receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão se a depositária não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, veja "Informações aos Acionistas - Direitos dos Acionistas - Outros Direitos dos Acionistas" neste relatório anual.

13.c) Se os detentores de nossas ADSs trocarem suas ADSs por ações, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior em tempo hábil e outras vantagens relacionadas.

O custodiante brasileiro de nossas ações subjacentes às nossas ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações ou mediante a disposição das ações.



A conversão de ADSs diretamente em titularidade das ações subjacentes é regida pela Resolução CMN nº 4.373 e os investidores estrangeiros que pretendam fazer isso são obrigados a nomear um representante no Brasil para os fins da Resolução CMN nº 4.373, que irá se responsabilizar pela manutenção e atualização dos certificados de registro dos investidores no Banco Central do Brasil, o que permite aos investidores estrangeiros cadastrados comprar e vender diretamente na B3. Esses acordos podem exigir despesas adicionais do investidor estrangeiro. Além disso, se tais representantes não conseguirem obter ou atualizar os certificados de registro relevantes, os investidores podem incorrer em despesas adicionais ou estar sujeitos a atrasos operacionais que podem afetar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relativas às ações ordinárias ou preferenciais ou o retorno de seu capital em tempo hábil.

O certificado de registro do custodiante ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido diretamente por tais detentores pode ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulatórias, e não podemos garantir a tais detentores que restrições adicionais aplicáveis a eles, à disposição das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou à repatriação dos proventos do processo não serão impostos no futuro.

13.d) Os detentores de nossas ADSs podem enfrentar dificuldades para proteger seus interesses.

Nossos assuntos corporativos são regidos por nosso Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 (“Lei das Sociedades por Ações Brasileira”), que diferem dos princípios legais que se aplicariam se fôssemos constituídos em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outra jurisdição fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, que são derivados dos direitos dos detentores de nossas ações, conforme o caso, para proteger seus interesses, são diferentes de acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira em comparação com as leis de outras jurisdições. As legislações referentes a informações privilegiadas, autonegociação (*self-dealing*) e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil em comparação com os Estados Unidos. Adicionalmente, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente da dos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para instaurar uma ação coletiva e, de acordo com nosso Estatuto, devem, geralmente com relação a disputas relativas às regras relacionadas à operação dos mercados de capitais, arbitrar tais disputas. Veja “Informações aos Acionistas - Ações e Acionistas - Resolução de Disputas” neste relatório anual.

Somos uma empresa estatal organizada de acordo com as leis do Brasil e todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Praticamente todos os nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores estão localizados no Brasil. Como resultado, pode não ser possível para os detentores de ADSs efetuarem citação de processo 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 nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Como os julgamentos dos tribunais dos Estados Unidos para responsabilidades civis com base nas leis de títulos federais dos Estados Unidos só podem ser executados no Brasil se certos requisitos forem atendidos, os detentores de ADSs podem enfrentar maiores dificuldades em proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e diretores do que os acionistas de uma sociedade 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 nossos acionistas. Além disso, os detentores de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto.

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



Além disso, uma parte de nossas ADSs representa nossas ações preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira e nosso Estatuto Social, os titulares de ações preferenciais têm direito a voto em itens de pauta específicos nas assembleias de acionistas. Os detentores de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões. Veja “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 são listadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas por meio de um sistema de cotação automatizado. A maioria das notas da PGF estão atualmente listadas na NYSE e na Bolsa de Valores de Luxemburgo e são negociadas no mercado NYSE Euronext e Euro Multilateral Trading Facility (“MTF”), respectivamente, embora a maioria das negociações das notas da PGF ocorra no mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser listadas em outros mercados que não a NYSE e a Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociadas em outros mercados que não o NYSE Euronext e o mercado Euro MTF. Não podemos garantir a liquidez ou mercados de negociação para as notas da PGF. Não podemos garantir que os detentores de notas da PGF serão capazes de vender suas notas no futuro. Se um mercado para as notas da PGF não se desenvolver, os detentores das notas da PGF podem não ser capazes de revender as notas por um longo período, se conseguirem.

13.g) Seríamos obrigados a pagar sentenças dos tribunais brasileiros para executar nossas obrigações nos termos da garantia relativa aos títulos da PGF apenas em reais.

Se processos fossem instaurados no Brasil visando fazer cumprir nossas obrigações a respeito da garantia relativa às notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações apenas em reais. De acordo com os controles de câmbio brasileiros, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda diferente do real, que é pagável no Brasil de acordo com uma decisão de um tribunal brasileiro, será satisfeita em reais à taxa de câmbio em vigor na data do pagamento, conforme determinado pelo Banco Central do Brasil.

13.h) Uma conclusão de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por nós foi uma transferência fraudulenta pode resultar na perda dos detentores de notas da PGF de suas reivindicações legais contra nós.

A obrigação da PGF de fazer pagamentos sobre as notas da PGF é suportada por nossa obrigação no âmbito da garantia correspondente. Fomos informados pela nossa assessoria jurídica externa dos EUA de que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados pela nossa assessoria jurídica de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculante e executável contra nós de acordo com seus termos. No caso de as leis federais de transferência fraudulenta dos EUA ou leis semelhantes forem aplicadas à garantia, e nós, quando celebramos a garantia relevante:

- estávamos ou estamos insolvente ou nos tornamos insolvente em razão de nossa entrada em tal garantia;
- estávamos ou estamos envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos remanescentes conosco constituíam um capital excessivamente pequeno; ou
- pretendíamos incorrer ou incorremos, ou acreditávamos ou acreditamos que incorreríamos, em dívidas além de nossa capacidade de pagar tais dívidas à medida que vencessem; e
- em cada caso, com a intenção de receber ou ter recebido menos do que o valor razoavelmente equivalente ou a justa contraprestação, então nossas obrigações sob a garantia poderiam ser evitadas, ou as reivindicações com relação a esse contrato poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores.



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

Gestão de Riscos Corporativos

Acreditamos que a gestão de riscos integrada e proativa é essencial para a entrega de resultados de maneira 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;
- alinhamento e consistência plenos com o nosso Plano Estratégico;
- comportamento ético e conformidade com os requisitos legais e regulamentares;
- gestão integrada de riscos; e
- as ações de resposta ao risco consideram as possíveis consequências cumulativas de longo prazo e 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 pautada por uma visão integrada e sistêmica que possibilite um ambiente de monitoramento contínuo dos riscos em diversos níveis hierárquicos;
- disseminar conhecimento e apoiar o uso de práticas de gestão de riscos em unidades organizacionais; e
- identificar, monitorar e relatar periodicamente à nossa Diretoria Executiva e ao nosso Conselho de Administração sobre nossos principais riscos.

Para apoiar o processo de gestão de riscos, 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 impulsionam 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 proteção da vida, da saúde e do meio ambiente, proteção de ativos e informações de negócios (propriedade e segurança) e combate à fraude e à corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos corporativos.

Para mais informações sobre nossa política revisada de gestão de riscos comerciais, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.



Divulgações sobre Riscos de Mercado

Risco de Preço de Commodities

Atuamos de forma integrada nas diversas etapas da indústria do petróleo. Uma parte 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 e derivados estão vinculadas aos preços internacionais das commodities, estamos expostos às suas flutuações de preço, que podem influenciar nossa rentabilidade, nosso fluxo de caixa operacional e nossa situação financeira.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preços a usar derivativos financeiros para proteger sistematicamente as transações de compras e vendas que visam atender às nossas necessidades operacionais. No entanto, com base nas condições do mercado de petróleo bruto e nas perspectivas de realização do nosso Plano Estratégico, podemos decidir implementar estratégias de proteção usando instrumentos financeiros para administrar nossas despesas de fluxo de caixa.

Além disso, somos parte em contratos de derivativos para proteger nossas margens em transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos fornecem proteção econômica para compras e vendas de derivados de petróleo nos mercados globais, geralmente esperados para ocorrer dentro de um período de 30 a 360 dias.

Para mais informações sobre nossas transações de derivativos de commodities, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando a mudança líquida no valor justo de uma mudança adversa de 25% (ou 50%) no preço da commodity subjacente para opções e futuros, consulte a Nota 36 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição aos riscos da taxa de juros e de câmbio

Para informações sobre o risco da taxa de juros e do 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 manutenção dessas coberturas decorre de instrumento legal ou contratual ou de nosso Estatuto Social; ou o evento coberto pode causar danos significativos aos nossos resultados financeiros, e a cobertura é economicamente viável.

Mantemos várias apólices de seguro, incluindo apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura de danos materiais para ativos *onshore* e *offshore*, como plataformas fixas, sistemas de produção flutuantes e unidades de perfuração *offshore*, seguro de casco para petroleiros e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil de terceiros e seguro de transporte. As coberturas dessas 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 resseguradoras classificadas como A- ou superior pela Standard & Poor's ou A3 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 a responsabilidade por todos os danos e consequências possíveis associados às nossas atividades. Dessa forma, não é possível garantir que existirá cobertura de seguro para todos os danos decorrentes de possíveis incidentes ou acidentes que possam afetar negativamente nossos resultados.



Não mantemos cobertura de seguro para proteger nossos ativos 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 contra terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Em 2022, contratamos uma apólice de seguro para controle de poços abrangendo poços exploratórios (poços pioneiros e atividades de avaliação) e poços de desenvolvimento (atividades de perfuração e completação) no Brasil, com cobertura de até US\$1 bilhão e franquia máxima de US\$10 milhões. Antes de 2022, não mantínhamos cobertura para nossos poços em operação no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Essa mudança ocorreu devido a novos estudos e a uma mudança em nossa avaliação de riscos.

Atualmente, estamos avaliando companhias de seguros que possam oferecer cobertura para nossas preocupações específicas relacionadas a ataques cibernéticos.

Nossas apólices nacionais de danos patrimoniais têm franquia máxima de US\$180 milhões e seus limites de indenização podem chegar a US\$2 bilhões para refinarias e US\$2 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral contra terceiros em 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* nacionais com um limite de indenização de US\$50 milhões até 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 asseguremos a maioria de nossas linhas contra danos à propriedade, temos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por óleo.

Além disso, ao longo do ano recebemos inspetores do mercado segurador que avaliam os riscos operacionais de nossas instalações e fazem recomendações. Em geral, as classificações de risco de nossos ativos são iguais ou superiores à média de mercado. Em 2022, realizamos inspeções em 21 unidades *onshore* e *offshore*, sendo 12 delas remotas. Com base nessas inspeções, no ano passado atendemos a quase 200 recomendações que melhoram a segurança de nossa empresa.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro contra terceiros, 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 não controlada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, tais apólices cobrem reivindicações de danos ambientais causados pela explosão do poço e eventos semelhantes, bem como custos de limpeza relacionados com limites de cobertura de até US\$325 milhões, dependendo do país.



Nossos Negócios

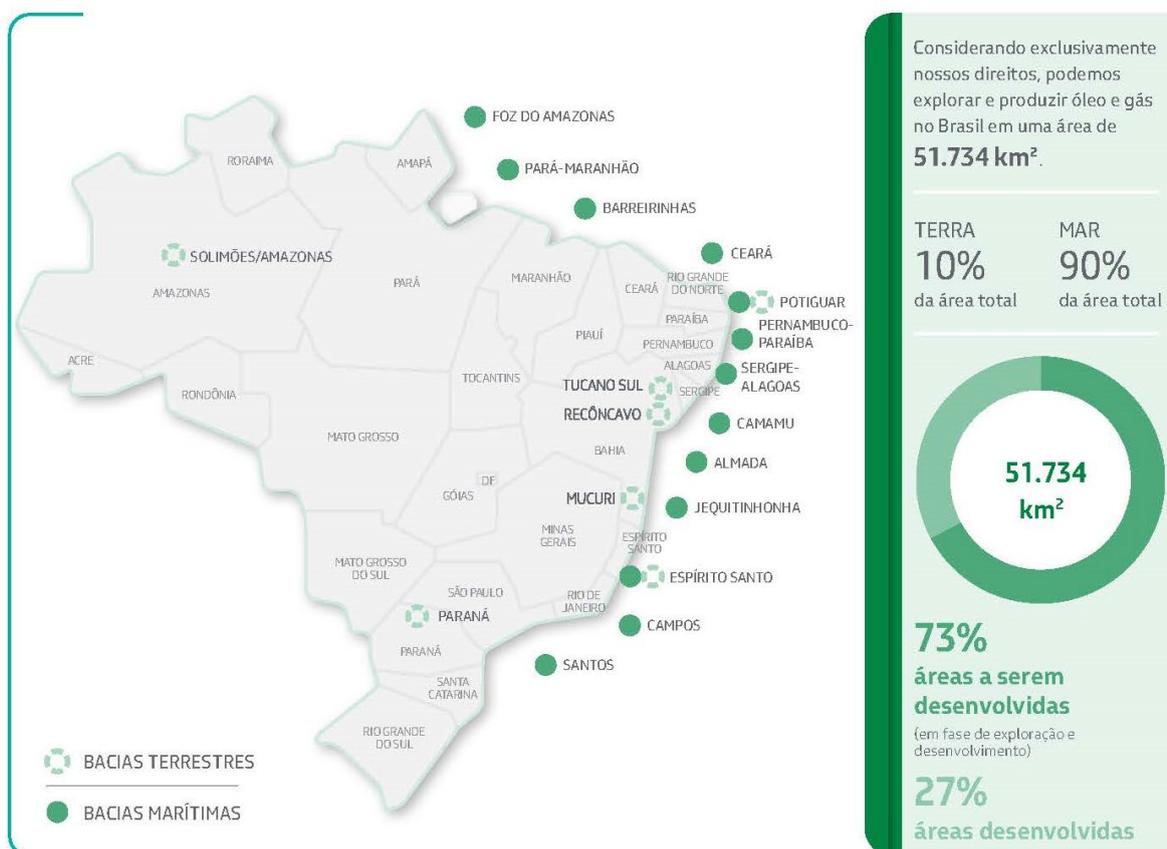


Exploração e Produção

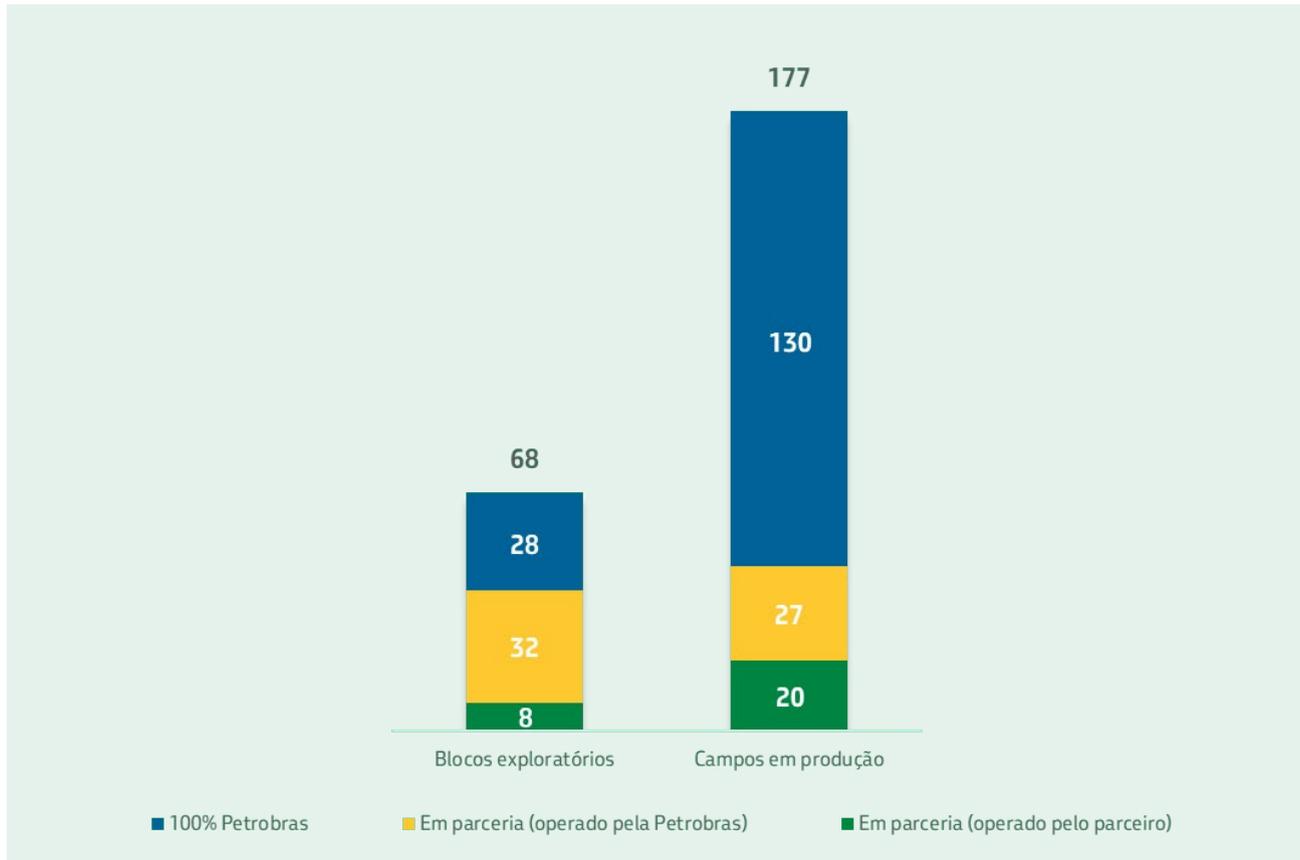
Visão Geral

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

Nossas atividades estão focadas em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que representaram 92% da nossa produção total em 2022. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e *onshore*, bem como fora do Brasil, conforme detalhado a seguir neste relatório anual. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 90% de nossos blocos e campos no mundo, 99% de nossa produção global de petróleo e 99,5% de nossas reservas de petróleo e gás natural.



Temos 245 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 87 consórcios com outras empresas de petróleo e gás no Brasil e outros países. Dos 245 blocos e campos, 219 estão sob Contratos de Concessão, 16 estão sob Contratos de Partilha de Produção e 10 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa.

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

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

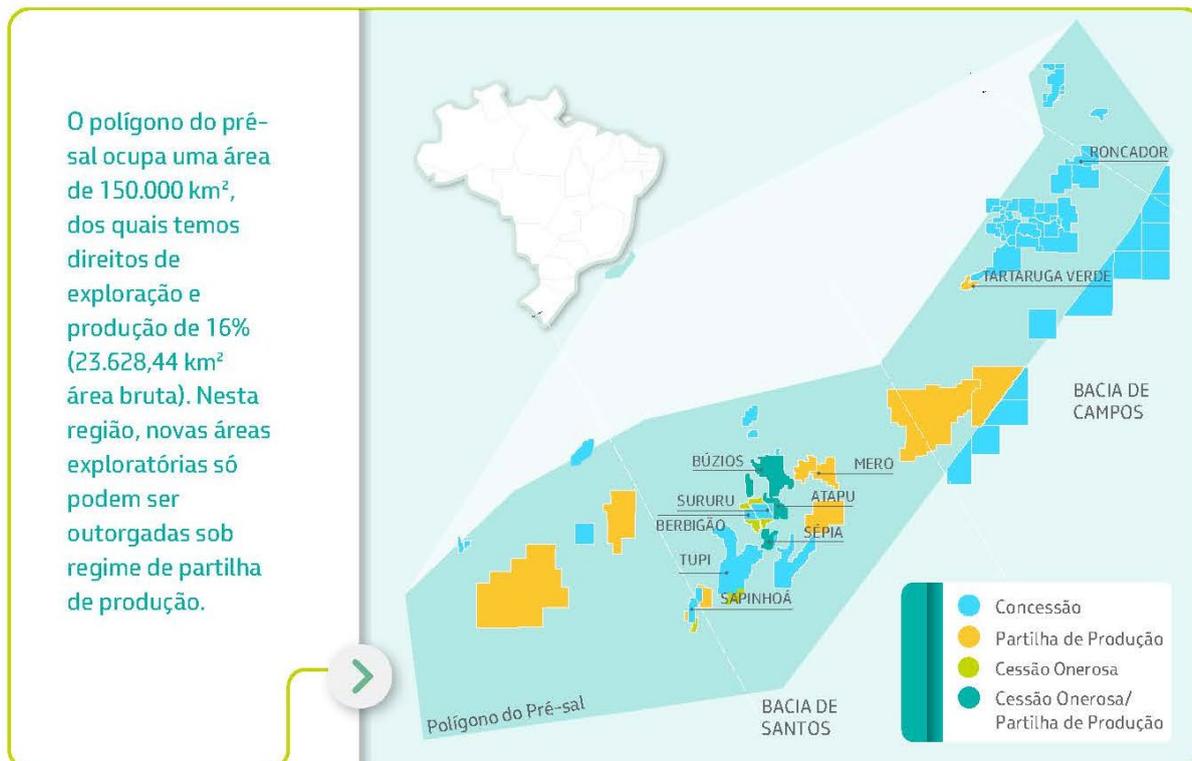
Lideramos e operamos consórcios de E&P responsáveis por alguns dos principais projetos em desenvolvimento, como Mero (Petrobras 38,6%, Shell 19,3%, TotalEnergies 19,3%, CNOOC 9,65%, CNOOC 9,65% e PPSA 3,5%), Atapu (Petrobras 65,7%, Shell 16,7%, TotalEnergies 15%, Petrogal 1,7% e PPSA 0,9%), Búzios (Petrobras 88,99%, CNOOC 7,34% e CNOOC 3,67%) e Sépia (Petrobras 55,3%, TotalEnergies 16,91%, QatarEnergy 12,69%, Petronas 12,69% e Petrogal 2,41%)¹.

Esses consórcios de E&P também incluem alguns dos maiores campos em produção do Brasil, como Tupi (Petrobras 65%, Shell 25%, Petrogal 10%), Sapinhoá (Petrobras 45%, Shell 30%, Repsol Sinopec 25%), Roncador (Petrobras 75%, Equinor 25%), Tartaruga Verde (Petrobras 50%, Petronas 50%) e Berbigão e Sururu (ambos com Petrobras 42,5%, Shell 25%, TotalEnergies 22,5% e Petrogal 10%).

¹ A participação mencionada neste parágrafo se refere às porcentagens de jazidas compartilhadas.



Nossos principais blocos e campos no Polígono do Pré-sal em 31 de dezembro de 2022



Bacia de Campos

					Pré-sal: 76 mbb/d Pós-sal: 408 mbb/d
100.000 km ²	1971	23	Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul e Tartaruga Verde	484 mbb/d Produção de Óleo em 2022	

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.

A maior parte de nossa produção na Bacia de Campos é proveniente de reservatórios do pós-sal. Os reservatórios do pré-sal da Bacia de Campos, por outro lado, são uma fonte crescente de produção. Nossa produção de petróleo do pré-sal começou em 2008 no campo de Jubarte.



Bacia de Santos



Acreditamos que a Bacia de Santos é um dos locais de exploração offshore mais promissores do mundo, contendo a parte sul e mais prolífica da região do pré-sal. Nossas atividades do pré-sal na Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente temos 21 unidades de produção do pré-sal na Bacia de Santos. Com essas unidades, estamos aumentando a produção de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos desde seu primeiro óleo, em 2009.

Área total Início das atividades de exploração Plataformas de produção em campos operados (em 2022) Principais campos Produção de óleo

Outras Bacias

Produzimos petróleo e gás e mantemos área de exploração em outras 10 bacias no Brasil. O potencial mais significativo para o sucesso exploratório dessas outras bacias está dentro da Margem Equatorial.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades na América do Sul e América do Norte. Temos nos concentrado em oportunidades para alavancar a experiência em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. No entanto, desde 2012, reduzimos substancialmente nossas atividades internacionais por meio da venda de ativos de acordo com nosso gerenciamento de portfólio.

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 do Rio Neuquén. Nossa produção não convencional de gás e condensado está concentrada na Bacia de Neuquén. Em 2022, nossa produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo LGN, foi de 9,7 mboed.

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, operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2022, nossa produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 18,03 mboed. O retorno desses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e temos uma participação de 44,44% no bloco de exploração *offshore* de Tayrona, que inclui a descoberta de gás Uchuva.



América do Norte

Nos Estados Unidos, focamos em campos em águas profundas no Golfo do México, onde temos produção não consolidada da participação de 20% da Petrobras America Inc. ("PAI") na nossa *joint venture* com a Murphy Exploration & Production Company ("Murphy"), a MPGOM LLC. Os principais campos de produção são Chinook, Saint Malo e Dalmatian. Em 2022, nossa participação de 20% representou uma produção de 8,9 mboed, incluindo LGN.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.



Principais Ativos

	2022	2021	2020
Exploração e Produção			
Poços em produção (petróleo e gás natural) ⁽¹⁾	5.003	5.042	5.646
Sondas flutuantes	19	18	20
Plataformas operadas em produção ⁽²⁾	56	57	67 ⁽³⁾

(1) Inclui o valor total dos poços de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial (44, 50 e 39 (reapresentado) poços em 2022, 2021 e 2020, respectivamente).

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

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

Exploração

A cadeia de valor da indústria de petróleo e gás começa na fase exploratória, com a aquisição de blocos exploratórios, seja por meio de rodadas de licitações realizadas por governos, seja por compras de outras empresas.

No Brasil, o governo brasileiro possui os depósitos de petróleo, mas as empresas e os consórcios podem extrair e explorar esse petróleo mediante pagamento de várias formas, como em *royalties*. As formas de pagamento variam dependendo do modelo regulatório aplicado. As rodadas de licitações são o principal processo de aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios.

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

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



Rodadas de licitações

Nos últimos anos, atuamos seletivamente nas rodadas de licitações realizadas pela ANP com o objetivo de reorganizar nosso portfólio exploratório e manter a relação entre nossas reservas e nossa produção, a fim de garantir a sustentabilidade da nossa futura produção de petróleo e gás. Nossa atuação conjunta com grandes empresas de petróleo em consórcios também está alinhada ao nosso objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com o intuito de compartilhar riscos, aliar competências técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para alavancar resultados.

Em 2020, em função de limitações resultantes da pandemia de Covid-19, a 17ª Rodada de Licitações foi adiada. O Segundo Ciclo da Oferta Permanente foi a única rodada de licitações do ano e ocorreu em 4 de dezembro de 2020. Não apresentamos oferta alguma durante essa rodada de licitações.

Em 2021, adquirimos os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa dos campos *offshore* de Atapu e Sépia, na Segunda Rodada de Cessão Onerosa, sob o Regime de Partilha de Produção. No campo de Atapu, adquirimos o direito de ser a operadora com 52,5% de participação em seus volumes excedentes em parceria com a Shell (25%) e a TotalEnergies (22,5%). Quanto ao campo de Sépia, exercemos nosso direito de preferência para ser a operadora com 30% de participação na aquisição de seus volumes excedentes. Os outros membros do consórcio são TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e Qatar Petroleum (21%).

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 Sudoeste de Sagitário, na Bacia de Santos. Com relação ao bloco Água Marinha, exercemos nosso direito de preferência para ser a operadora com 30% de participação. Os outros membros do consórcio são TotalEnergies (30%), Petronas (20%) e Qatar Petroleum (20%). Quanto ao bloco Norte de Brava, adquirimos os direitos de ser a operadora com 100% de participação. Quanto ao bloco Sudoeste de Sagitário, adquirimos os direitos de ser a operadora com participação de 60% e a Shell (40%).

Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2022, tínhamos 68 blocos exploratórios (incluindo 28 com 100% de participação), que tiveram três descobertas em 2022 (na Área Coparticipada de Sépia, no bloco Alto de Cabo Frio e no bloco Tayrona). Atuamos como operadora em 30 dos blocos exploratórios em parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação em atividades de exploração em 2022:



NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2022

	Área exploratória líquida			Blocos exploratórios			Planos de avaliação			Poços perfurados		
	(km ²)			(número)			(número)			(número)		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Brasil	35.198	37.719	42.996	65	69	82	43	42	32	5	8	9
Outros na América do Sul	4.284	5.466	5.751	3	4	4	1	1	2	2	1	0
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	39.482	43.185	48.747	68	73	86	44	43	34	7	9	9

Em 2022, nossos esforços exploratórios se concentraram na avaliação das províncias do Pré-sal da margem sudeste do Brasil, e também perfuramos um poço pioneiro na Colômbia, com os seguintes destaques:

Bacia de Santos

Em 2022 perfuramos dois poços na Bacia de Santos.

O Consórcio de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (ToR) de Sépia confirmou uma descoberta de petróleo na parte noroeste da Área Coparticipada de Sépia. O poço está localizado a 250 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, sob uma lâmina d'água de 2.197 metros. Estamos analisando o intervalo portador de petróleo, mas a coluna líquida de óleo é uma das mais espessas já registradas no Brasil. O consórcio dará continuidade às operações para caracterizar as condições dos reservatórios encontrados e verificar a extensão da descoberta.

A Área Coparticipada de Sépia é composta pelo bloco de Sépia e pelos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sépia. Os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sépia foram adquiridos por um consórcio formado pela Petrobras (Operadora), TotalEnergies, QatarEnergy e Petronas, com a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora.

Atualmente, estamos avaliando os resultados no bloco de Três Marias, onde perfuramos um poço na localidade de Temist. Somos as operadoras do consórcio, com a Shell e a Chevron.

Bacia de Campos

Em 2022, perfuramos dois poços na Bacia de Campos.

Confirmamos a descoberta de um reservatório do pré-sal no bloco Alto de Cabo Frio, na parte sul da Bacia de Campos. O poço pioneiro foi perfurado no Alto de Cabo Frio Central Noroeste. A nova descoberta, anunciada em 1º de abril, está localizada a 230 km da cidade do Rio de Janeiro-RJ, em uma lâmina d'água de 1.833 metros. O intervalo da espessura de teste das rochas do reservatório de carbonetos do pré-sal e confirmou boa produtividade. O consórcio dará continuidade às operações para caracterizar as condições dos reservatórios encontrados e verificar a extensão da descoberta.

Também perfuramos um poço no bloco Dois Irmãos, no prospecto Vaz Lobo. Somos as operadoras do consórcio com a BP e a Equinor, e atualmente estamos avaliando os resultados do poço.

Bacia do Espírito Santo Mar

Na Bacia do Espírito Santo, perfuramos um poço e estamos avaliando os resultados do prospecto Andurá. Somos as operadoras e proprietárias exclusivas do bloco exploratório ES-M-596.



Colômbia

Na Colômbia, perfuramos um poço na localidade de Uchuva, em 2022. A descoberta do acúmulo de gás natural foi confirmada no poço exploratório Uchuva-1, perfurado nas águas profundas da Colômbia, a 32 quilômetros da costa e a 76 quilômetros da cidade de Santa Marta, a uma lâmina d'água de aproximadamente 830 metros.

O poço Uchuva-1 foi perfurado no Bloco Tayrona, tendo a Petrobras como operadora do consórcio (44,44% de participação), em parceria com a Ecopetrol, com 55,56% de participação.

O consórcio dará continuidade às suas atividades no Bloco Tayrona com o objetivo de avaliar as dimensões do novo acúmulo de gás.

Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

Continuamos desenvolvendo o programa estratégico EXP100, que visa acessar e processar 100% dos dados técnicos e tecnologias emergentes com impacto nos projetos de exploração, reduzindo incertezas e custos ao acelerar o desenvolvimento da produção. Esse programa visa melhor estimar e prever propriedades geológicas por meio de uma plataforma de dados integrada, utilizando ciência de dados, aprendizagem de máquinas, inteligência artificial e capacidade computacional de alto desempenho, que possibilitam a aplicação de algoritmos mais complexos no processamento de grandes volumes de dados. Diversas iniciativas já estão em andamento, com importantes avanços na integração e conexão de dados e soluções digitais nos *workflows* de interpretação Geológica e Geofísica (G&G), apoiando o desenvolvimento de uma nova geração de projetos (*greenfields*).

Além disso, o programa estratégico PROD1000 ainda está em andamento, e visa encurtar o tempo entre a descoberta do ativo e o início da produção (primeiro óleo), alcançando, em última análise, maior retorno sobre o capital investido.

O PROD1000 visa nos colocar no primeiro quartil da indústria de petróleo e gás. Nossos esforços nesse programa estão relacionados à integração de exploração e desenvolvimento de reservatórios, padronização de projetos, otimização e paralelização de processos, contratação mais rápida (licitações) e construção e montagem do FPSO. As áreas que mais contribuem atualmente para a redução do tempo de projeto são exploração, reservatório, sistemas de superfície e submarinos e suprimentos.

Nossos esforços em 2022 se concentraram na aplicação de algumas soluções em nosso portfólio. Em recentes descobertas exploratórias, adquirimos a Nodes Seismic com apenas um poço exploratório perfurado para reduzir a duração da avaliação. Também aplicamos reduções parciais de cronograma em nossos projetos de desenvolvimento já incorporados ao Plano Estratégico 2023-2027.

Produção

Desenvolvimento da Produção

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

Continuamos obtendo otimizações por meio da implementação de programas estratégicos de construção de poços, que permitem a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, configurações inovadoras de poços, otimização de campanhas e iniciativas de integração da cadeia de suprimentos. Em 2022, nossa duração média de construção de poços *offshore* (tempo total para perfuração mais conclusão) foi de 109 dias/poço. Em termos de desempenho de custos, em 2022, tivemos um leve aumento de 3% no



custo médio anual de construção de poços, em comparação com 2021, devido ao maior tempo para construção (problemas operacionais) e taxas crescentes de bens e serviços (pressões inflacionárias), que foram compensados por esforços de otimização por meio de aplicação de novas tecnologias e estruturas contratuais. Nos projetos do pós-sal, atingimos uma redução de 12% em relação a 2021. Desde 2020, atingimos uma redução de 6% nos custos médios de construção e, especificamente nos projetos do pós-sal, uma redução de 38%, quando comparado a 2022.

Além disso, reduzimos os custos de ligação de poços na área do pré-sal da Bacia de Santos em quase 7% em média por ano nos últimos três anos. Em 2022, nosso desempenho foi no mesmo nível do ano anterior.

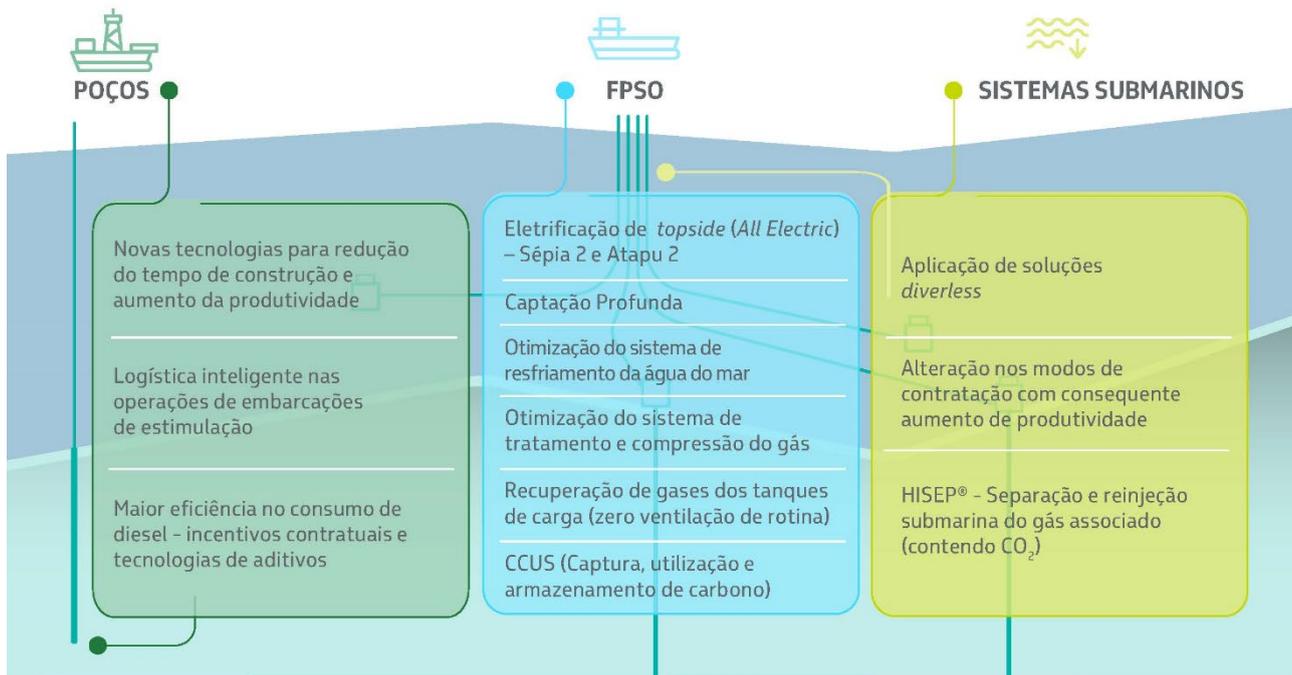
Em relação à integridade dos sistemas submarinos, avançamos no desenvolvimento e aplicação de novas ferramentas de inspeção, levando a uma maior confiabilidade e disponibilidade de equipamentos, dutos e outros componentes, principalmente os submarinos expostos a eventos corrosivos. Em 2022, reduzimos as perdas de produção submarina em 57% em relação ao previsto por meio de campanhas de inspeção em dutos flexíveis e engenharia de extensão de vida. Continuamos implementando iniciativas como a ampliação da base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e dutos flexíveis imunes ao efeito da corrosão.

Com relação às plataformas, foi finalizado em 2021 o Projeto de Alta Capacidade, com capacidade de produção de petróleo de 225 mbb/d e processamento de gás de 423 mmcf/d, como resultado de mais de uma década de aprendizado nos ciclos de projeto, construção, entrada em operação e operação de plataformas de produção na camada pré-sal, com aumento da capacidade produtiva em relação aos projetos anteriores. A licitação do FPSO 9, 10 e 11 de Búzios utilizou o Projeto de Alta Capacidade e foi concluída em 2022.

O Conceito All Electric foi finalizado em 2022 para os FPSOs do pré-sal, visando maior eficiência e menor emissão de GEE, representando a nova geração dos nossos FPSOs. Para essas unidades, a capacidade de produção de petróleo é de 225 mbb/d e 353,9 mmcf/d de Gás. As licitações de FPSO Sépia 2 e Atapu 2 incorporam o Conceito All Electric.

Investimos em soluções tecnológicas aliadas à transição para uma economia global de baixo carbono, com foco 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*



* A adoção das tecnologias em FPSOs é avaliada em cada projeto.

Nos últimos três anos, instalamos vários sistemas importantes, principalmente na área do pré-sal da Bacia de Santos, o que ajudou a mitigar o declínio natural da Bacia de Santos. Em 2020, iniciamos a plataforma P-70, localizada no campo de Atapu. Em 2021, o FPSO Carioca iniciou as operações no campo de Sêpia e, em 2022, o FPSO Guanabara entrou em operação como o primeiro sistema definitivo no campo de Mero. No fim de 2022, a P-71 iniciou operação no Campo de Itapu. Esses quatro novos sistemas adicionaram novos 24 poços (14 de produção e 10 de injeção) aos nossos sistemas de produção.

Em 2022, a plataforma P-68, no campo de Berbigão e Sururu, atingiu sua capacidade total de 152 mbb/d em junho e o recorde diário de produção de 161 mbb/d em outubro, acima da capacidade nominal em virtude das otimizações atingidas na planta de produção. O FPSO Carioca continuou em *ramp-up* de produção em 2022 e atingiu produção de 175 mbb/d com a entrada em operação do quarto poço produtor.

Em janeiro de 2023, a plataforma Guanabara atingiu sua capacidade máxima de produção, com a marca de 180 mbb/d, cerca de oito meses após a entrada em operação da unidade. O FPSO Guanabara alcançou esse resultado com quatro poços produtores e três injetores de gás.

Em 2022, nossas plataformas produtoras tiveram uma produção diária de 2,15 milhões de barris de petróleo e 2.989 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontando o volume liquefeito). Em 2022, possuímos 39 e arrendamos 17 plataformas de produção *offshore*. Além dessas plataformas *offshore*, existem cinco unidades de armazenamento e transferência, totalizando 61 plataformas ativas.

Considerando que a P-71 começou a operar em dezembro de 2022, mais cedo do que o planejado, esperamos instalar mais quatro FPSOs em 2023: o FPSO Anna Nery e o FPSO Anita Garibaldi no campo de Marlim, o FPSO Almirante Barroso no campo de Búzios e o FPSO Sepetiba no campo de Mero. Também esperamos instalar 17 novos FPSOs nos próximos cinco anos.



SISTEMAS INSTALADOS DESDE 2010

Entrada em operação (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Lâmina d'água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
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 / Concessão	Pré-sal	FPSO
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	211,9	2.288	Cessão Onerosa / Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Berbigão	Petrobras 68	150.000	211,9	2.280	Cessão Onerosa / Concessão	Pré-sal	FPSO
2019	Santos	Búzios	Petrobras 77	150.000	247	1.980	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Petrobras 76	150.000	247	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Petrobras 67	150.000	211,9	2.130	Concessão	Pré-sal	FPSO
2018	Campos	Tartaruga Verde	Cid. de Campos dos Goytacazes	150.000	117	765	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Petrobras 69	150.000	211,9	2.170	Cessão Onerosa / Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Petrobras 74	150.000	247	1.950	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Petrobras 75	150.000	247	2.015	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2017	Santos	Tupi	Petrobras 66	150.000	211,9	2.150	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Pioneiro de Libra	50.000	141,3	2.040	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
2016	Santos	Tupi	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
2015	Santos	Tupi	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.240	Concessão	Pré-sal	FPSO
2014	Santos	Sapinhoá	Cidade de Ilhabela	150.000	211,9	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Mangaratiba	150.000	282,5	2.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Roncador	Petrobras 62	180.000	211,9	1.560	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Petrobras 58	180.000	211,9	1.400	Concessão	Pré-sal	FPSO
2013	Campos	Roncador	Petrobras 55	180.000	141,3	1.795	Concessão	Pós-sal	SS
	Santos	Tupi	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Sapinhoá	Cidade de São Paulo	50.000	76,6	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
2012	Campos	Jubarte	Cidade de Anchieta	100.000	123,6	1.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
2011	Campos	Marlim Sul	Petrobras 56	140.000	211,9	1.645	Concessão	Pós-sal	SS
	Santos	Mexilhão	Mexilhão	20.000	529,7		Concessão	Pós-sal	Fixo
2010	Campos	Jubarte	Petrobras 57	180.000	70,6	1.260	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Angra dos Reis	100.000	176,6	2.150	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Uruguá	25.000	353,1	1.300	Concessão	Pós-sal	FPSO	
	Campos	/Tambaú Jubarte	Cidade de Santos Capixaba	110.000	113,0	1.473	Concessão	Pós-sal	FPSO



PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS ATÉ 2027

Entrada em operação (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Lâmina d'água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
Esperado em 2023	Santos	Búzios 5	Almirante Barroso	150.000	211,9	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Marlim 1	Anita Garibaldi	80.000	247,3	670	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim 2	Anna Nery	70.000	141,3	927	Concessão	Pós-sal	FPSO
Esperado em 2024	Santos	Mero 2	Sepetiba	180.000	423,8	2.050	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Campos	Parque das Baleias	Maria Quitéria	100.000	176,6	1.385	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 7	Almirante Tamandaré	225.000	423,8	1.900	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2025	Santos	Mero 3	Marechal Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 6	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.700	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2026	Santos	Mero 4	Alexandre de Gusmão	180.000	423,8	1.890	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	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	1.895	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2027	Campos	Albacora	A definir	120.000	211,9	700	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 11	Petrobras 83	225.000	423,8	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Sergipe Águas Profundas	SEAP 1	A definir	120.000	353,1	2.510	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Sergipe Águas Profundas	SEAP 2	A definir	120.000	423,8	2.510	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	BM-C-33	A definir	126.000	565,0	2.750	Concessão	Pré-sal	FPSO



Descomissionamento

O descomissionamento dos sistemas de exploração e produção de petróleo e gás significa consiste na interrupção permanente das atividades associadas à operação das instalações. É um requisito legal que o processo de descomissionamento seja realizado quando o ciclo de vida do sistema de produção terminar, de modo que seja parte integrante do ciclo de produção da indústria de petróleo e gás.

Uma vez confirmada a necessidade de descomissionamento, planejamos e executamos as atividades de acordo com a regulamentação vigente, incluindo a regulamentação ambiental, seguindo rigorosos padrões de segurança e analisando alternativas de projeto com base em critérios multidisciplinares (ambientais, técnicos, de segurança, sociais e econômicos), o que possibilita que selecionemos a alternativa de descomissionamento que gera menos impacto. Nessa análise, também consideramos estudos e diretrizes sobre as melhores práticas da indústria de petróleo e gás em todo o mundo.

O processo de descomissionamento contempla diversas atividades, tais como alienação da plataforma e do sistema submarino e a obstrução e o abandono de poços, realizadas conforme plano de descomissionamento aprovado pelos órgãos reguladores e de acordo com os requisitos legais aplicáveis.

Em 2022, obtivemos aprovação dos órgãos reguladores brasileiros para remoção do FPSO Capixaba no campo de Jubarte.

Removemos a P-07 no campo de Bicudo e desmantelamos e abandonamos 13 poços.

Em relação aos abandonos de poços, continuamos obtendo resultados substanciais em 2022 que nos possibilitaram consolidar um novo marco de desempenho em campanhas em águas profundas, com redução de 23% nas durações e 53% nos custos em relação aos níveis de 2018-2019, período anterior à implementação de um programa estratégico voltado à redução do tempo e do custo de abandono.

Em 2022, criamos um Comitê Executivo de Descomissionamento, com o objetivo de acompanhar a evolução das melhores práticas mundiais e deliberar as diretrizes estratégicas para a implantação dos projetos de descomissionamento.

Além disso, em 2022 mudamos nossa estratégia para a alienação de nossas plataformas a serem descomissionadas e estamos implementando uma política de reciclagem ecológica nessas unidades, alinhada às melhores práticas ASG do setor, com foco na sustentabilidade para assegurar o processo de reciclagem adequado consistente com a proteção ambiental e dos direitos humanos.

Recursos Críticos em Exploração e Produção

Procuramos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos que são necessários para cumprir nossas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, embarcações de abastecimento e helicópteros são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenadas centralmente para assegurar as especificações técnicas e o tempo de execução adequado.

Desde 2008, crescemos de três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés) para 18 sondas com essa capacidade em 31 de dezembro de 2022. Continuaremos avaliando nossas demandas de perfuração e embarcações especiais e ajustaremos o tamanho de nossa frota conforme necessário.



UNIDADES DE PERFURAÇÃO EM USO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 ⁽¹⁾

	2022		2021		2020	
	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias
Brasil	20	0	18	0	20	0
<i>Onshore</i>	1 ⁽²⁾	0	0	0	0	0
<i>Offshore, pela lâmina d'água (WD)</i>	19	0	18	0	20	0
Sondas autoelevatórias	0	0	0	0	0	0
Sondas flutuantes	19	0	18	0	20	0
500 a 999 metros de lâmina d'água	1	0	1	0	0	0
1.000 a 1.999 metros de lâmina d'água	0	0	0	0	1	0
2.000 a 3.200 metros de lâmina d'água	18	0	17	0	19	0
Exterior	0	0	0	0	0	0
<i>Onshore</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Offshore</i>	0	0	0	0	0	0
Ao redor do mundo	20	0	18	0	20	0

1) Em campos operados.

2) Sem considerar sondas de *workover onshore*, não utilizadas para perfuração.

Para atingir nossas metas de produção, também garantimos uma série de embarcações especializadas (como Embarcações de Suporte de Colocação de Tubos ou "PLSVs") para ligar poços a sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2022, tínhamos 17 PLSVs. Da mesma forma que as sondas, pretendemos ajustar o tamanho da nossa frota, conforme necessário.

O abastecimento de mercadorias e o transporte de pessoas também são importantes para atingir nossos objetivos de exploração e produção. Pelo mar, transportamos materiais e produtos químicos. Por via aérea, transportamos nossos bens mais importantes: as pessoas. Tanto materiais como pessoas são transportados diariamente para que a exploração e produção de petróleo e gás seja orquestrada da forma mais contínua possível, mantendo a qualidade e o nível dos serviços.

Em 2022, entregamos mais de 2,2 milhões de toneladas de materiais e transportamos mais de 800 mil passageiros para nossas plataformas em toda a costa brasileira. Para alcançar esses resultados, também temos um número seguro de embarcações de abastecimento (como Embarcações de Abastecimento de Plataforma ou "PSV") e helicópteros. Em 31 de dezembro de 2022, tínhamos 78 PSV e 67 helicópteros e ambas as nossas frotas eram suficientes para atender às nossas necessidades.



Campo de Mero

Bloco de Libra e Campo de Mero

O campo de Mero é um campo de classe mundial localizado nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos (lâmina d'água de 2.100 metros), a 180 km da costa do Estado do Rio de Janeiro e dentro da província brasileira do pré-sal. Ele tem um reservatório de alta produtividade preenchido com um grande volume de óleo de alta qualidade. É um reservatório espesso (as colunas de petróleo chegam a 420 metros), com alta produtividade e preenchido com grande volume de óleo de alta qualidade (29° API). Além disso, também merecem destaque os desafios associados ao desenvolvimento do projeto, considerando a alta razão gás/petróleo (420 std m³/std m³), teor de CO₂ no gás associado (44%), lâmina d'água (2.100 metros) e distância da costa (180 km).

Em 2013, o consórcio que formamos com Shell Brasil, TotalEnergies, CNODC e CNOOC Limited venceu a licitação para explorar e desenvolver o bloco de Libra por 35 anos. O consórcio também conta com a participação da estatal Pré-Sal Petróleo - PPSA, que atua como gestora do contrato. Em 30 de novembro de 2017, anunciamos a apresentação da Declaração de Comercialidade referente às acumulações de petróleo na porção noroeste do bloco de Libra, posteriormente denominada Mero.

Em 9 de dezembro de 2021, a ANP aprovou o Acordo de Individualização da Produção ("AIP") da acumulação de Mero. O AIP ocorre nas situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP. O acordo entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022.

Nos termos do AIP, a Jazida Compartilhada de Mero compreende duas áreas, a saber (1) área do campo de Mero (conforme definido no Contrato de Partilha da Produção do consórcio LIBRA-P1), representando 96,50% e (2) área adjacente (Governo Federal brasileiro, representado pela PPSA), representando 3,50%.

O acordo estabelece as participações de cada parte e as regras de execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada. As participações de cada parte na Jazida Compartilhada de Mero foram então atualizadas da seguinte forma: Petrobras com participação de 38,60%, Shell Brasil com participação de 19,30%, TotalEnergies com participação de 19,30%, CNODC com participação de 9,65%, CNOOC Limited com participação de 9,65% e Pré-sal Petróleo - PPSA, representando o Governo Brasileiro, com participação de 3,50%.

Como resultado desse processo, em dezembro de 2021, as partes mencionadas referidas acima negociaram a equalização entre as despesas incorridas e as receitas obtidas com os volumes produzidos até a data de vigência do AIP.

Desenvolvimento do projeto

O início da produção (primeiro óleo) ocorreu em 2017, dentro da campanha Sistema de Produção Antecipada ("SPA"), utilizando dois poços (um produtor e um injetor) e a unidade afretada FPSO Pioneiro de Libra, que tem capacidade de 50 mbbbl/d de óleo e quatro milhões de m³/dia de gás.

Até o momento, dois SPAs já estão concluídos, e ambos utilizaram o FPSO Pioneiro de Libra, que ficou ancorado por dois anos em cada localidade. Os SPAs combinados já produziram uma produção acumulada de quase 54 mmbbl de petróleo, com um pico de 52 mbbbl/d de um único poço. Além disso, a produção de gás associada foi responsável por mais de 3,6 bilhões de m³ de gás, dos quais 12,1% foram consumidos para geração de energia do FPSO, e aproximadamente 86,7% foram reinjetados no reservatório junto com quase 1,3 milhão de m³ de CO₂.



O arranjo de produção para o campo de Mero compreende o FPSO Guanabara já em operação e as unidades FPSO Sepetiba, FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Alexandre de Gusmão. Cada FPSO (unidade afretada) terá capacidade para processar até 180 mbbbl/d e 12 milhões de m³ de gás por dia.

O FPSO Guanabara entrou em operação em abril de 2022. De acordo com nosso Plano Estratégico, a produção do FPSO Sepetiba deve começar a operar em 2023, o FPSO Marechal Duque de Caxias em 2024 e o FPSO Alexandre de Gusmão em 2025.

A estimativa atual para o campo de Mero é um retorno de mais de três bilhões de barris de recuperação de petróleo até 2048, com um pico de produção anual de 600 mbbbl/d.

Produção do FPSO Guanabara

Em abril de 2022, iniciamos a produção de petróleo e gás natural no campo de Mero 1 por meio das operações do FPSO Guanabara, o primeiro sistema de produção definitivo instalado no campo de Mero, produzindo petróleo e gás natural da área do campo de Mero-it1.

A unidade FPSO Guanabara foi construída e operada pela Modec e está localizada a mais de 150 km da costa do estado do Rio de Janeiro em lâminas d'água que chegam a 1.930 metros.

A unidade FPSO Guanabara é capaz de processar até 180 mbbbl/d e 12 milhões de m³/d de gás, o que representa 6% da produção operada pela Petrobras.

A unidade do FPSO Guanabara está equipada com sistemas de reinjeção de gás, nos quais a produção de gás com 45% de teor de CO₂, após autoconsumo no FPSO, é toda reinjetada no reservatório para manter a pressão e melhorar a recuperação do óleo, além de reduzir a liberação de CO₂ na atmosfera.

De abril a dezembro de 2022, oito meses após o início das operações, o FPSO Guanabara atingiu a capacidade nominal da plataforma para produção de petróleo (180 mbbbl/d). Além disso, a unidade já produziu uma produção acumulada de quase 20,8 mmbbl de óleo, com uma produção de 1,3 bilhão de m³ de gás, dos quais 13,8% foram consumidos para geração de energia do FPSO, e 80,3% foram reinjetados no reservatório, juntamente com 444 milhões de toneladas m³ de CO₂.

A capacidade do FPSO foi atingida com quatro poços produtores e três injetores. Dois produtores e quatro poços injetores estão preparados para serem conectados e iniciar as operações, concluindo a primeira fase de desenvolvimento de produção deste módulo.

Novas tecnologias no Libra

HISEP™

HISEP™ é uma tecnologia de separação submarina que separa, no fundo do mar, gás com alto teor de CO₂ sob alta pressão, seguido de reinjeção direta desse fluxo separado no reservatório por meio de bombas centrífugas. A HISEP™ desengargala a planta de processamento de gás de *topsides* e amplia o patamar de produção de petróleo ao reduzir a razão de gás-óleo ("GOR") do petróleo que chega ao FPSO.

Portanto, a HISEP™ tem o potencial de acelerar a produção de petróleo e aumentar o fator de recuperação. Ele foi desenvolvido em um ambiente colaborativo e integrado reunindo grandes empresas petrolíferas, incluindo o envolvimento de fornecedores de mercado renomados e experientes para implantar a solução e gerar grande valor para o campo de Mero e para a indústria de petróleo e gás. Portanto, durante os últimos três anos, um extenso programa de redução de riscos foi realizado para aumentar o nível de maturidade da solução HISEP™. O campo de Mero será o primeiro a implementar a tecnologia HISEP™ para qualificação; o processo de licitação para EPCI da HISEP™ está em andamento.



CTV

O Navio de Transferência de Carga ("CTV") é uma nova tecnologia de transferência de petróleo que está passando por um processo de qualificação por meio de extensos ensaios de campo na Bacia de Santos. Quando qualificado, esse conceito viabilizará a execução de operações de transferência de óleo do FPSO diretamente para navios petroleiros convencionais com níveis de segurança compatíveis com as operações com um Navio-Tanque de Posicionamento Dinâmico ("DPST") utilizado por nós para transferência. Ao eliminar etapas na logística convencional, a solução CTV possibilita uma estratégia logística mais direta e flexível em cenários de exportação de petróleo. Isso trará um alto potencial de redução de custos, menores emissões de gases de efeito estufa ("GEE"), menor tempo para chegar ao mercado e impactos positivos nos indicadores de Saúde, Segurança e Meio Ambiente ("SSMA").

PRM

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

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

De acordo com o nosso Plano Estratégico, o sistema será instalado em 2024. Ele compreende uma rede de fibras ópticas que serão conectadas ao FPSO Sepetiba e aos nossos escritórios. Isso possibilitará o acesso remoto e instantâneo aos dados gerados pelo sistema de monitoramento.

Produção

Em 2022, nossa produção total de petróleo e gás, incluindo LGN, foi de 2.684 mboed, dos quais 2.648 mboed foram produzidos no Brasil, e 37 mboed foram produzidos no exterior, uma queda de 3% em relação a 2021. Esse declínio da produção ocorreu devido a desinvestimentos, descomissionamentos e ao declínio natural da produção.

Nosso desempenho operacional em 2022 foi parcialmente alavancado pelo *ramp-up* de novos sistemas de produção nos campos de Itapu e Mero.

Nossa produção no pré-sal atingiu 1.635 mbbbl/d em 2022, representando um aumento de 1% em relação à nossa produção em 2021. Em 2022, a produção de petróleo no pré-sal representou 76% de toda a produção de petróleo no Brasil em comparação com 73% em 2021.



PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	2022	2021	2020	2022 vs. 2021
Petróleo bruto e gás natural – Brasil (mboed)	2.648	2.732	2.788	-3%
Onshore (mmbbl/d)	66	89	105	-26%
Águas rasas (mmbbl/d)	7	9	32	-22%
Águas profundas e ultraprofundas do pós-sal (mmbbl/d)	434	496	582	-13%
Pré-sal (mmbbl/d)	1.635	1.616	1.546	1%
Petróleo bruto (mmbbl/d)⁽¹⁾	2.142	2.211	2.266	-3%
Gás natural (mboed)	505	521	522	-3%
Petróleo bruto e gás natural – Exterior⁽²⁾ (mboed)	37	42	48	-14%
TOTAL	2.684	2.774	2.836	-3%

(1) Incluindo LGN.

(2) Inclui a produção proporcional de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial, com base no percentual de participação nessas entidades.

A produção de petróleo do pré-sal aumentou 1%, refletindo a alta eficiência e o *ramp-up* de novas unidades. A área do pré-sal compreende grandes acumulações de óleo leve de excelente qualidade e alto valor comercial. A produção de petróleo pós-sal em águas profundas e ultraprofundas diminuiu 13% como resultado de desinvestimentos, descomissionamentos e do declínio natural da produção.

A produção de óleo em águas rasas diminuiu 22%, para 7 mmbbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamentos e ao declínio natural da produção. A produção de petróleo *onshore* diminuiu 26%, para 66 mmbbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamentos e ao declínio natural da produção.

Produzimos 84,6 milhões de m³/d de gás em 2022. A partir desse volume, usamos 51,3 milhões de m³/d em nossos processos de produção (reinjetados, queimados, consumidos, liquefeitos) e destinamos 33,3 milhões de m³/d à venda.

Concretização da Meta de Produção de 2022

Atingimos nossas metas de produção para 2022, estabelecidas no Plano Estratégico 2022-2026e revisada em janeiro de 2022:

METAS DE PRODUÇÃO PARA 2022

Produção	Resultado (mboed)	Meta (milhões de boed)
Petróleo e LGN (mmbbl/d)	2.154	2,1 ± 4%
Petróleo, LGN e gás comercial (mmboed)	2.361	2,3 ± 4%
Produção total de Petróleo e Gás (mmboed)	2.684	2,6 ± 4%

Esse resultado demonstra nosso compromisso com o cumprimento das nossas metas, que foram alcançadas mantendo o foco de nossas atividades em ativos de águas profundas e ultraprofundas.



A revisão da meta de produção em janeiro de 2022 refletiu o efeito do resultado da 2ª Rodada de Licitações para os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção. O resultado afetou nossas participações nos campos de Sépia e Atapu. Para 2022, reduzimos a meta para a produção total de petróleo e gás no montante de 70 mboed, alterando a faixa de 2,7 mmoed para 2,6 mmoed, com variação de 4% para mais ou para menos. As metas de produção de petróleo e gás permaneceram dentro das mesmas faixas.

Custo de Extração

Em 2022, nosso custo de extração (no Brasil e fora do Brasil), sem participação do governo ou afretamento, foi de US\$5,8 por boe, o que representa um aumento de 16% em relação ao custo de 2021 de US\$5,0 por boe. Incluindo afretamentos, nosso custo de extração em 2022 foi de US\$7,4 por boe, o que representa um aumento de 13% em relação ao custo de 2021 de US\$6,6 por boe.



Jazidas compartilhadas entre diferentes campos

A participação de consorciados em quaisquer campos mencionados refere-se exclusivamente à participação de tais integrantes no contrato relacionado a tal campo. Em determinadas ocasiões, alguns desses campos estão sujeitos a Acordos de Individualização da Produção ("AIPs"), resultando em jazidas compartilhadas entre diferentes campos. Nos AIPs, custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

Após a aprovação da ANP, os AIPs são divulgados ao mercado e publicados em nosso site de Relações com Investidores em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Abaixo, estão os campos mais relevantes sujeitos a AIPs dos quais somos parte. Essa 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.

A jazida compartilhada compreende o reservatório de Tupi e é compartilhada entre:

- Contrato do consórcio BM-S-11 (Campo de Tupi), concessão operada por nós (65%), em parceria com a Shell (25%) e a Galp (10%);
 - Sul de Tupi, área da Cessão Onerosa, onde temos 100% da participação; e
 - Tupi Leste, área não contratada, pertencente ao Governo Federal brasileiro, representada pela Pré-Sal Petróleo (PPSA).
- O AIP de Tupi não abrange o chamado reservatório de Iracema, que permanece com as mesmas participações do consórcio BM-S-11.

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



Parceiro	Participação (%)
Petrobras (operadora)	67,22
Shell	23,02
Galp	9,21
PPSA	0,55

MERO

O AIP da jazida compartilhada de Mero, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em dezembro de 2021.

A jazida compartilhada de Mero compreende:

- Contrato de Partilha de Produção de Libra: operado por nós (40%) em parceria com a Shell (20%), TotalEnergies (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%) e PPSA; e
- Sul de Mero e Norte de Mero, áreas não contratadas, pertencentes ao Governo Federal brasileiro, representadas pela PPSA.

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

Parceiro	Participação (%)
Petrobras	38,60
Shell	19,30
TotalEnergies	19,30
CNODC	9,65
CNOOC	9,65
Pré-sal Petróleo - PPSA	3,50

ATAPU

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

A jazida compartilhada de Atapu compreende:

- Contrato de concessão Oeste de Atapu, operado por nós (42,5%), em parceria com a Shell (25%), TotalEnergies (22,5%) e Galp (10%);
- Atapu (Volumes Excedentes da Cessão Onerosa), operado por nós (52,5%), em parceria com a Shell (25%), e TotalEnergies (22,5%);
- Atapu (Contrato de Cessão Onerosa), operado por nós, e em que detemos 100% da participação; e
- Norte de Atapu - Área não contratada, pertencente ao Governo Federal brasileiro, representada pela PPSA.

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



Parceiro	Participação (%)
Petrobras (operadora)	65,69
Shell	16,66
TotalEnergies	15,00
Galp	1,70
PPSA	0,95

SÉPIA

O AIP da jazida compartilhada de Sépia, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em setembro de 2019 e um aditivo foi aprovado pela ANP em abril de 2022 para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A jazida compartilhada de Sépia compreende:

- BM-S-24 (Sépia Leste), contrato de concessão operado por nós (80%), em parceria com a Galp (20%); e
- Sépia (Volumes Excedentes da Cessão Onerosa), operada por nós (30%), em parceria com a TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e QP Brasil (21%); e
- Sépia (Contrato de Cessão Onerosa), operado por nós (em que detemos uma participação de 100%).

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

Parceiro	Participação (%)
Petrobras (operadora)	55,30
TotalEnergies	16,91
Petronas	12,69
QP Brasil	12,69
Galp	2,41

BÚZIOS E TAMBUATÁ

Em novembro de 2019, em parceria com a CNODC e a CNOOC, obtivemos os direitos de exploração dos volumes excedentes do campo de Búzios.

O Regime de Partilha de Produção em Búzios entrou em vigor em setembro de 2021. Em 2022, transferimos 5% de nossa participação nos Volumes Excedentes do Contrato de Cessão Onerosa, para a CNOOC. Essa transação entrou em vigor em 1º de dezembro de 2022. Para mais informações sobre essa transação, consulte “Nossos Negócios - Exploração e Produção - Produção - Campo de Búzios” neste relatório anual.

As participações de cada parte na área coparticipada de Búzios (Contrato de Cessão Onerosa e Volumes Excedentes do Contrato de Cessão Onerosa) são:



Parceiro	Participação (%)
Petrobras	88,9891
CNOOC	7,3406
CNODC	3,6703

Búzios também tem uma jazida que se comunica com o campo de Tambuatá. O contrato de unitização foi submetido à ANP e está pendente de aprovação.

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Búzios são:

- 99,36% - Campo de Búzios;
- 0,64% - Campo de Tambuatá operado por nós com 100% de participação.

TARTARUGA VERDE

O contrato de concessão BM-C-36 tem duas jazidas produtoras: a jazida Tartaruga Verde, que está totalmente contida nos limites do *ring fence*; e a jazida Tartaruga Mestiça, que vai além dos limites do *ring fence*.

Adquirimos integralmente a área dos limites da concessão BM-C-36 em dezembro de 2018 por meio do bloco denominado Sudoeste de Tartaruga Verde (Regime de Partilha de Produção). Em dezembro de 2018, declaramos a comercialidade da parcela da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça fora dos limites da concessão BM-C-36, a partir de então denominada Tartaruga Verde Sudoeste

O AIP da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça foi firmado entre nós e a PPSA e está em vigor desde março de 2018.

Em janeiro de 2021, a ANP aprovou um aditivo ao AIP, momento em que passaram a vigorar os seguintes percentuais para a divisão da jazida (participação):

- Tartaruga Mestiça (Contrato de Concessão): 82,19%
- Tartaruga Verde Sudoeste (Contrato de Partilha de Produção): 17,81%

Em dezembro de 2019, cedemos à Petronas 50% de nossa participação nos Campos de Tartaruga Verde (BM-C-36) e no Módulo Espadarte III. Também estabelecemos um consórcio com a Petronas, por meio do qual realizamos atividades de operador nas operações supracitadas. O Campo de Tartaruga Verde Sudoeste, sob o Contrato de Partilha de Produção, permaneceu integralmente conosco.

As participações de cada parte nas jazidas de Tartaruga Verde e Espadarte Module III são:

Parceiro	Participação (%)
Petrobras	50%
Petronas	50%

A participação de cada parte na jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça:



Parceiro	Participação (%)
Petrobras	58,905%
Petronas	41,095%

SAPINHOÁ

Em 2000, nós, a YPF Brasil Ltda (YPF) e a 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 firmado em setembro de 2020. As participações da YPF e da BG foram posteriormente adquiridas pela Repsol e pela Shell, respectivamente.

Em setembro de 2011, o consórcio informou à ANP que o campo de Sapinhoá poderia se estender a uma área não contratada.

A ANP aprovou o AIP da jazida compartilhada do Campo de Sapinhoá, localizada na Bacia de Santos, em janeiro de 2016

Em outubro de 2017, o mesmo consórcio adquiriu os direitos de produção na área ampliada do Entorno de Sapinhoá (composto por Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Nordeste de Sapinhoá). O Contrato de Partilha de Produção referente a tal área foi firmado em janeiro de 2018.

Em março de 2018, a ANP aprovou um aditivo do AIP, com as seguintes participações:

Parceiro	Participação (%)
Petrobras	45,00
Shell	30,00
Repsol Sinopec	25,00



PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

Bacia	Campo	Fonte principal	Unidades de produção				Consórcio	Grau API	Teor de enxofre (% de peso)	Produção de petróleo 2022 (mmbbl/d)
			Próprias	Capacidade (mmbbl/d)	Afretadas	Capacidade (mmbbl/d)				
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%)	29,5 – 32,6	0,29 – 0,40	546
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	—	—	Petrobras (89%) CNOOC (7,3%) CNODC (3,7%)	28,5 – 28,8	0,32 – 0,33	515
Campos	Jubarte	Pré-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17,1 – 30,2	0,29 – 0,56	101
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%) Equinor (25%)	17,7 – 28	0,54 – 0,73	91
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17,6 – 24,6	0,59 – 0,73	89
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	29,8	0,4	81
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,69%) Shell (16,66%) TotalEnergies (15%) Galp (1,7%) PPSA (0,95%)	27,7	0,4	68
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%)	27,4	0,45	68
Campos	Marlim Leste	Pós-sal	1	1 unidade com 180	1	1 unidade com 100	Petrobras (100%)	23,4 – 28,5	0,50 – 0,52	57
Campos	Tartaruga Verde	Pós-sal	—	—	1	1 unidade com 150	Petrobras (50%) Petronas (50%)	27,5	0,76	34
Outros campos do pré e pós-sal										419
Onshore										66
Águas rasas										7
TOTAL										2.142



PRODUÇÃO EM 2022



Campo de Búzios

O campo de Búzios iniciou a produção em abril de 2018 no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa (ToR) e, em 31 de dezembro de 2022, atingiu uma produção total acumulada de 837 mmoeb no âmbito do acordo de coparticipação.

O campo de Búzios é um ativo com reservas significativas, poços de alta produtividade, óleo leve, baixos custos de extração e baixas emissões. É economicamente resiliente a um cenário de preços baixos do petróleo.

Em 2019, adquirimos 90% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, em parceria com a Brasil Petróleo e Gás Ltda. ("CNODC") e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. ("CNOOC"), cada um com 5%. Essa aquisição é consistente com nossa estratégia de focar nossos investimentos em ativos de classe mundial.

Em março de 2020, celebramos o Contrato de Partilha de Produção do excedente da Cessão Onerosa da área de Búzios, tendo a CNOOC e a CNODC como parceiras privadas e a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) como sua gestora.

O acordo de coparticipação, que regulamenta a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e Contrato de Partilha de Produção para o excedente da Cessão Onerosa, foi aprovado pela ANP em 12 de agosto de 2021. Como consequência, recebemos uma compensação de US\$2,9 bilhões da CNOOC e da CNODC. De 1º de setembro de 2021 a 30 de novembro de 2022, tivemos uma participação de 92,6594% na jazida compartilhada de Búzios/Tambuatã e a CNOOC e a CNODC têm, cada uma, uma participação de 3,6703%.

Em setembro de 2021, a CNOOC manifestou seu interesse em exercer a opção de compra de participação adicional de 5% no Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes do Contrato de Cessão Onerosa. Essa opção de compra já estava prevista no contrato firmado com os parceiros na licitação do volume excedente do Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, realizada em 06 de novembro de 2019. A transação entrou em vigor em 1º de dezembro de 2022, e as participações na jazida compartilhada de Búzios/Tambuatã são:



Parceiro	Participação (%)
Petrobras	88,9891
CNOOC	7,3406
CNODC	3,6703

Em novembro de 2022, recebemos o valor de R\$10,3 bilhões, equivalente a US\$1,9 bilhão com base na taxa de câmbio PTAX de 24 de novembro de 2022, referente à cessão de 5% da participação da CNOOC no Contrato de Partilha de Produção.

Atualmente, existem quatro unidades em operação em Búzios. Uma quinta plataforma, o FPSO Almirante Barroso, já está no local e deve iniciar a produção no segundo trimestre de 2023. O FPSO Almirante Barroso será a primeira unidade afretada no Campo de Búzios, capaz de processar 150 mil barris de petróleo bruto por dia.

O FPSO Almirante Tamandaré, uma unidade afretada que se tornará o sexto sistema de produção do campo, teve seu contrato de afretamento assinado em outubro de 2021 e deve iniciar a produção em 2024. Além disso, as P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83, cinco plataformas que serão de nossa propriedade e para as quais foram firmados contratos de construção em 2021 e 2022, devem iniciar a produção em 2025, 2026 e 2027. Em junho de 2022, a jazida compartilhada de Búzios atingiu um recorde mensal da marca de produção de 616 mbbbl/d devido aos bons resultados operacionais.

Em janeiro de 2023, a ANP aprovou o Plano de Desenvolvimento de Búzios apresentado em 2021 pelo consórcio e prorrogou a concessão de Tambuatá até março de 2055.

A produção média diária de 2023 a 2027 deverá ser de 700,6 mbbbl (nossa participação), com despesas operacionais em torno de US\$8,0 bilhões no período (nossa participação), incluindo afretamento de embarcações.

Até outubro de 2022, tínhamos operações de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, no Brasil, nas quais o querogênio (matéria orgânica sólida) dessas jazidas era convertido em petróleo e gás sintéticos. Essa operação era realizada em uma instalação integrada e seus produtos finais eram gás combustível, gás liquefeito de petróleo ("GLP"), nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Vendemos esse ativo em novembro de 2022 como parte do nosso projeto de desinvestimento. A nova operadora, Forbes e Manhattan, assumiu o ativo, mas continuamos operando sob um acordo de transição que pode durar até 15 meses a partir da data da venda.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

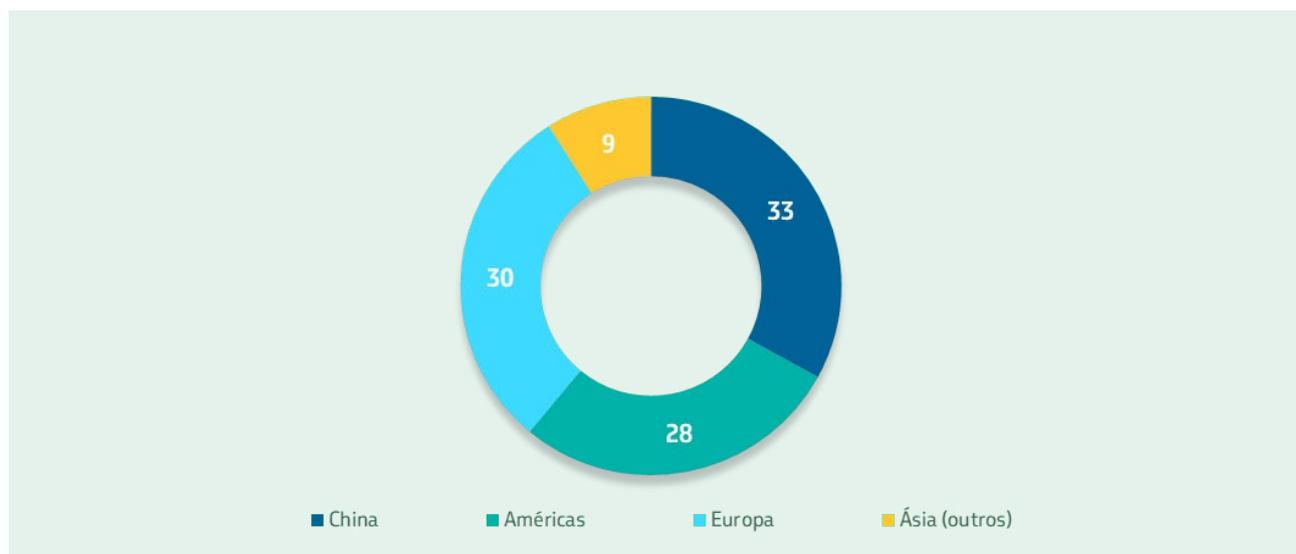
Para mais informações sobre a nossa produção de petróleo bruto, gás natural, petróleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2022, 2021 e 2020, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.

Cientes e Concorrentes

Um dos nossos negócios mais representativos em termos de volume e lucratividade é o petróleo bruto. Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e no mercado à vista e, em 2022, o volume de petróleo bruto comprometido por meio de contratos de longo prazo com quantidade fixa sujeita a acordo final em termos comerciais foi de aproximadamente 141 mbbbl/d.

Nosso portfólio no exterior inclui aproximadamente 37 clientes, como refinarias que processam ou processaram petróleos brasileiros regularmente, distribuídos pela China, pelas Américas, pela Europa e por outros países da Ásia.

CLIENTES DE PETRÓLEO (% vol)



O óleo combustível é um dos tipos de derivados de petróleo mais representativos em termos de volume exportado.

Desde 2020, exportamos quantidades recordes de óleo combustível, essencialmente com baixo teor de enxofre, em crack spreads positivos, atendendo às especificações da IMO com uma vantagem competitiva no mercado global.

Em 2022, exportamos principalmente óleo combustível com baixo teor de enxofre para vários destinos. Em resposta ao conflito entre a Rússia e a Ucrânia, também desenvolvemos uma nova abordagem de comercialização para o nosso óleo combustível com alto teor de enxofre, concentrando as vendas na Costa do Golfo dos EUA como um substituto do óleo combustível russo que foi excluído deste mercado como resultado das sanções impostas à Rússia.

Nosso óleo combustível também está disponível nos principais centros do mercado, como Cingapura, Golfo Árabe (AG), Mediterrâneo e Noroeste da Europa, costa oeste da África, Panamá e Caribe. Nossa lista de contrapartes consiste em grandes empresas, empresas comerciais e empresas de barças. Vendemos óleo combustível para mais de 40 empresas diferentes este ano.

Na indústria de exploração e produção, lidamos com vários concorrentes quando participamos de rodadas de licitação conduzidas pela ANP.



Reservas



Preparação das estimativas de reservas

Aplicamos as regras da SEC (Regra 4-10(a) do Regulamento S-X e Subparte 229.1200 do Regulamento S-K) para estimar e divulgar as quantidades de reservas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual. De acordo com essas regras, 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 fim do período de referência. Para os exercícios findos em 2020 e 2021, os volumes de reservas de reservas não tradicionais, como petróleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual em conformidade com regulamento da SEC. Em 2022, deixamos de ter essas quantidades em função da venda da Paraná Xisto S.A.

Estimamos as reservas com base em previsões de produção dos campos, que dependem de uma série de informações técnicas, como levantamentos sísmicos, perfis e testes de poços, amostras de rochas e fluidos e dados de geociências, de engenharia e econômicos. Todas as estimativas de reserva 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, portanto, feitas usando os dados e a tecnologia mais confiáveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas da indústria de petróleo e gás e as normas 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 e coordenadores de reservas responsáveis pelas reservas de ativos de cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativas fornecem orientações para as estimativas de reservas em conformidade com os requisitos da SEC para as equipes de ativos. Os gerentes gerais 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 os requisitos da SEC. A equipe de reservas corporativa é responsável por consolidar nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados relacionados às reservas provadas de petróleo e gás e outras informações relacionadas às reservas provadas de petróleo e gás. Nossas estimativas de reservas são aprovadas por nossa Diretoria Executiva, que posteriormente informa nosso Conselho de Administração sobre a aprovação. O principal responsável técnico por supervisionar a preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativas, formado em engenharia e com 20 anos de experiência na indústria de petróleo e gás.

DeGolyer and MacNaughton ("D&M") conduziram uma avaliação de 97,4% de nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2022 no Brasil. A quantidade de reservas revisada pela D&M corresponde a 96,9% do total de nossas reservas provadas em toda a empresa em uma base de barril de óleo equivalente. Para a qualificação do principal técnico da D&M responsável por supervisionar a avaliação de nossas reservas, consulte o Anexo 99.1 deste relatório anual.

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



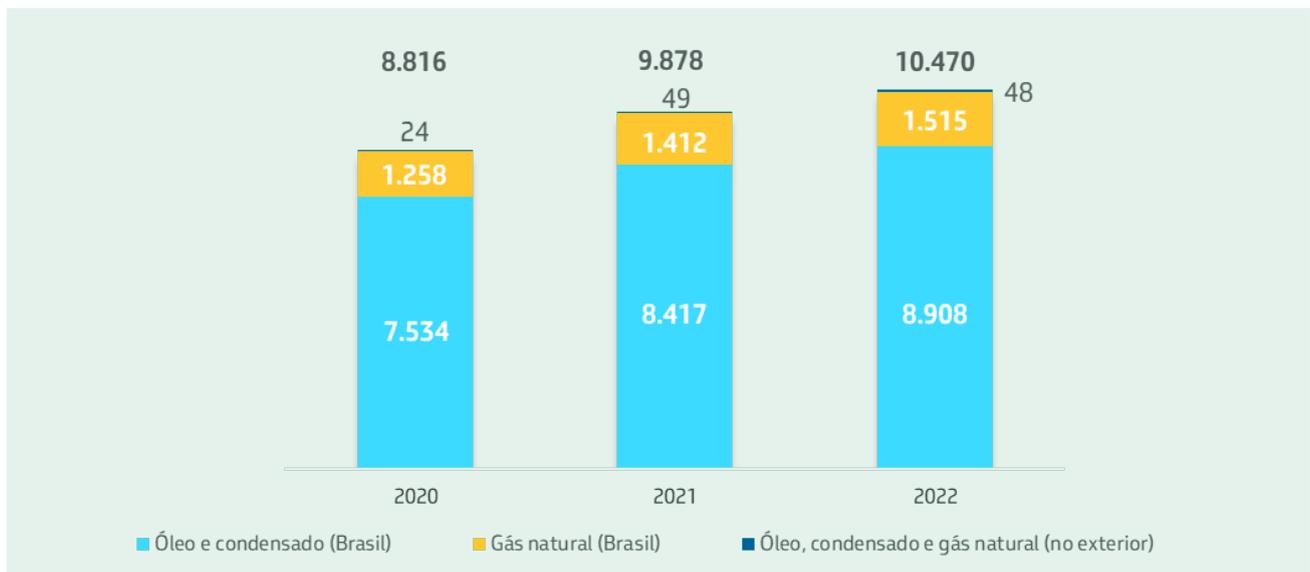
Devido à regulamentação brasileira, também estimamos as nossas reservas de petróleo e gás de acordo com os critérios da ANP e da Sociedade de Engenheiros Petrolíferos ("SPE"). As diferenças entre as reservas estimadas de acordo com os critérios da ANP/SPE e as estimadas de acordo com a regulamentação da SEC devem-se principalmente a diferentes premissas econômicas e à possibilidade de considerar como reservas os volumes que se espera produzir após a data de expiração do contrato de concessão nos campos no Brasil, de acordo com a regulamentação de reservas da ANP.

Descobrimos novas áreas por meio de atividades exploratórias. Tais áreas constituem nossos campos após a declaração de comercialidade. Em seguida, preparamos um plano de desenvolvimento para cada campo. À medida que os projetos atingem a maturidade adequada, as reservas provadas podem ser reportadas.

As reservas provadas dos nossos campos podem ser aumentadas posteriormente com perfuração adicional, otimizações operacionais e métodos de recuperação melhorados, como injeção de água, entre outras atividades.

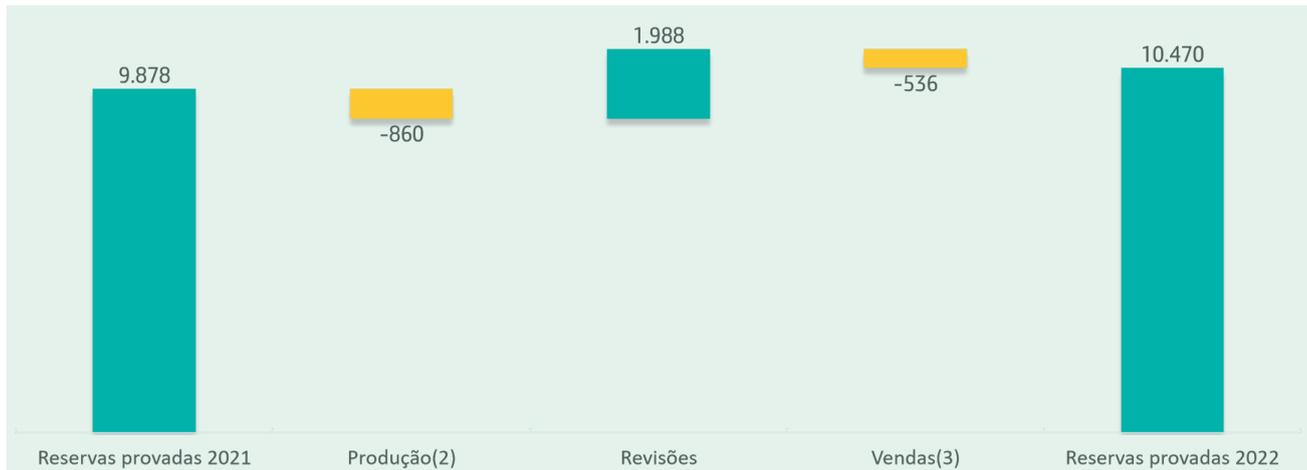
Nossas reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2022 foram estimadas em 10.470 milhões de boe. Essa estimativa inclui nossa participação em nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial, que representa 0,2% de nossas reservas líquidas.

RESERVAS PROVADAS ⁽¹⁾ (milhões de boe)



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

Os volumes das reservas de petróleo e gás mudam anualmente. Quantidades incluídas em nossas reservas do ano anterior que são produzidas durante o ano não são mais reservas no fim do ano. Outros fatores, como o desempenho do reservatório, revisões nos preços do petróleo, descobertas, extensões, compras e vendas de ativos que ocorrem durante o ano, também influenciam as quantidades de reservas no fim 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 860 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Ele exclui, portanto, o LGN, uma vez que estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência localizado antes das plantas de processamento de gás, exceto para os Estados Unidos da América e Argentina. A produção não considera volumes de gás injetado, produção de 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.

(3) Inclui os efeitos da transferência de participações de 5% do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa do campo de Búzios e as baixas relacionadas aos Contratos de Coparticipação dos campos de Atapu e Sêpia.

Em 2022, incorporamos 1.988 milhões de boe de reservas provadas, incluindo:

- 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
- adição de 709 milhões de boe decorrentes de revisões, principalmente devido ao bom desempenho dos reservatórios na camada do pré-sal da Bacia de Santos e à prorrogação do prazo contratual dos campos de Rio Urucu e Leste do Urucu. Não tivemos alterações relevantes relacionadas à variação do preço do petróleo.

A adição em nossas reservas provadas foi parcialmente compensada pela redução de 536 milhões de boe, em função dos efeitos da transferência de participações de 5% do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, das baixas relacionadas aos Contratos de Coparticipação dos campos de Atapu e Sêpia e das vendas de imóveis em campos maduros.

ÍNDICES DE RESERVAS EM 2022

Reservas Provadas não Desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2022, nossas reservas provadas não desenvolvidas foram estimadas em 5.347 milhões de boe, um aumento líquido de 28% em relação ao fim do ano de 2021.

Em 2022, incorporamos 1.549 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas, incluindo:

- adição de 1.238 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos; e
- adição de 311 milhões de boe decorrentes de revisões, principalmente devido ao bom desempenho e ao aumento da experiência de produção em reservatórios na camada do pré-sal da Bacia de Santos.

As adições em nossas reservas provadas não desenvolvidas foram parcialmente compensadas por:

- a conversão de 305 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas para reservas provadas desenvolvidas, principalmente como resultado da entrada em operação da plataforma FPSO Guanabara na Bacia de Santos e operações de perfuração e *tieback offshore*; e
- a redução de 89 milhões de boe, em função dos efeitos da transferência de participações de 5% do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, das baixas relacionadas aos Contratos de Coparticipação dos campos de Atapu e Sêpia e das vendas de imóveis em campos maduros.

VARIAÇÕES NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS ⁽¹⁾ (milhões de boe)



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

(2) Inclui os efeitos das baixas referentes aos Contratos de Coparticipação dos campos de Atapu e Sêpia.

Em 31 de dezembro de 2022, 25% (1.349 milhões de boe) de nossas reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente dos projetos de desenvolvimento em águas ultraprofundas em campos gigantes, particularmente nas Bacias de Santos e Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2022, investimos um total de US\$6,9 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99% foram investidos no Brasil.

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

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



Informações Adicionais de Petróleo e Gás

As tabelas a seguir mostram (i) o número de poços produtivos brutos e líquidos de petróleo e gás natural; e (ii) área total bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida de petróleo e gás natural em que tínhamos participação em 31 de dezembro de 2022. Um poço bruto ou uma área bruta é um poço ou uma área em que possuímos uma participação operacional, enquanto o número de poços ou área líquidos é a soma das participações operacionais fracionárias em poços ou áreas brutos. Não temos área material alguma com contrato expirando antes de 2025.

POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS

	Em 31 de dezembro de 2022							
	Petróleo		Gás Natural		Petróleo Sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	4.609	4.544	133	124	0	0	0	0
América do Sul (fora do Brasil)	52	22	209	100	0	0	0	0
Total consolidado	4.661	4.566	342	224	0	0	0	0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial								
América do Sul (fora do Brasil)	0	0	0	0	0	0	0	0
América do Norte	43	3,43	1	0,06	0	0	0	0
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	43	3,43	1	0,06	0	0	0	0
POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS TOTAIS	4.704	4.569	343	224	0	0	0	0

**ÁREA BRUTA E LÍQUIDA DESENVOLVIDA E NÃO DESENVOLVIDA** (em acres)

	Em 31 de dezembro de 2022			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Consolidado				
Brasil	3.881.109,5	3.413.346,7	795.015,4	672.729,1
América do Sul (fora do Brasil)	3.264,0	1.096,7	1470,0	493,9
Total consolidado	3.884.373,5	3.414.443,4	796.485,4	673.223,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
América do Norte	30.764,0	2.791,9	121.030,0	12.367,0
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	30.764,0	2.791,9	121.030,0	12.367,0
ÁREA BRUTA E LÍQUIDA TOTAL	3.915.137,5	3.417.235,3	917.515,4	685.590,0

Para os números “líquidos”, usamos nossa participação acionária detida em 31 de dezembro de 2022. 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 líquidos e secos perfurados nos últimos três anos.

POÇOS EXPLORATÓRIOS E DE DESENVOLVIMENTO PRODUTIVOS LÍQUIDOS E SECOS

	2022	2021	2020
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	1,9	3,4	4,6
América do Sul (fora do Brasil)	0,78	0,32	0
Total de subsidiárias consolidadas	2,68	3,72	4,6
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
Poços exploratórios produtivos totais perfurados	2,68	3,72	4,6
Poços exploratórios secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	0,45	0,4	1,5
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	0,45	0,4	1,5



	2022	2021	2020
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
Total de poços exploratórios secos perfurados	0,45	0,4	1,5
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	3,13	4,12	6,1
Poços de desenvolvimento produtivo líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	41,66	26,23	79,0
América do Sul (fora do Brasil)	3,02	4,7	0,336
Total de subsidiárias consolidadas	44,68	30,9	79,3
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	0,0811	0,2042	0,306
Poços de desenvolvimento produtivos totais perfurados	44,76	31,1	79,64
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 ⁽²⁾	—	—	—
Poços de desenvolvimento secos totais perfurados	—	—	—
NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS	44,76	31,1	79,64

(1) Devido à *joint venture* formada pela PAI e pela Murphy, as informações sobre as reservas provadas, área e poços nos Estados Unidos estão apresentadas na seção "investidas pelo método de equivalência patrimonial". Para os valores "líquidos", usamos a participação de trabalho detida em 31 de dezembro de 2022.

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2022.

**NÚMERO DE POÇOS SENDO PERFURADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022**

	Bruto	Líquido
Subsidiárias Consolidadas		
Brasil	8,0	6,58
Internacional		
América do Sul (fora do Brasil)	3	1,1164
América do Norte	1	0,023
PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS	12	7,7194

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)	
2022			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	95,91	51,38	95,88
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	11,54	4,27	11,24
Petróleo sintético, por barril	87,76	-	87,76
Gás sintético, por mil pés cúbicos	8,80	-	8,80
Custos médios de produção, por barril – total	5,68	6,33	5,68
2021			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	67,48	34,43	67,45
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	7,61	3,21	7,43
Petróleo sintético, por barril	57,46	-	57,46
Gás sintético, por mil pés cúbicos	5,20	-	5,20
Custos médios de produção, por barril – total	3,66	5,05	3,68
2020			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	39,96	36,89	39,95



Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	5,63	3,65	5,47
Petróleo sintético, por barril	33,2	—	33,2
Gás sintético, por mil pés cúbicos	2,52	—	2,52
Custos médios de produção, por barril – total	4,11	4,35	4,11

- (1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponível para venda e 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: 1 bbl = 6 pés cúbicos.

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



Refino, Transporte e Comercialização

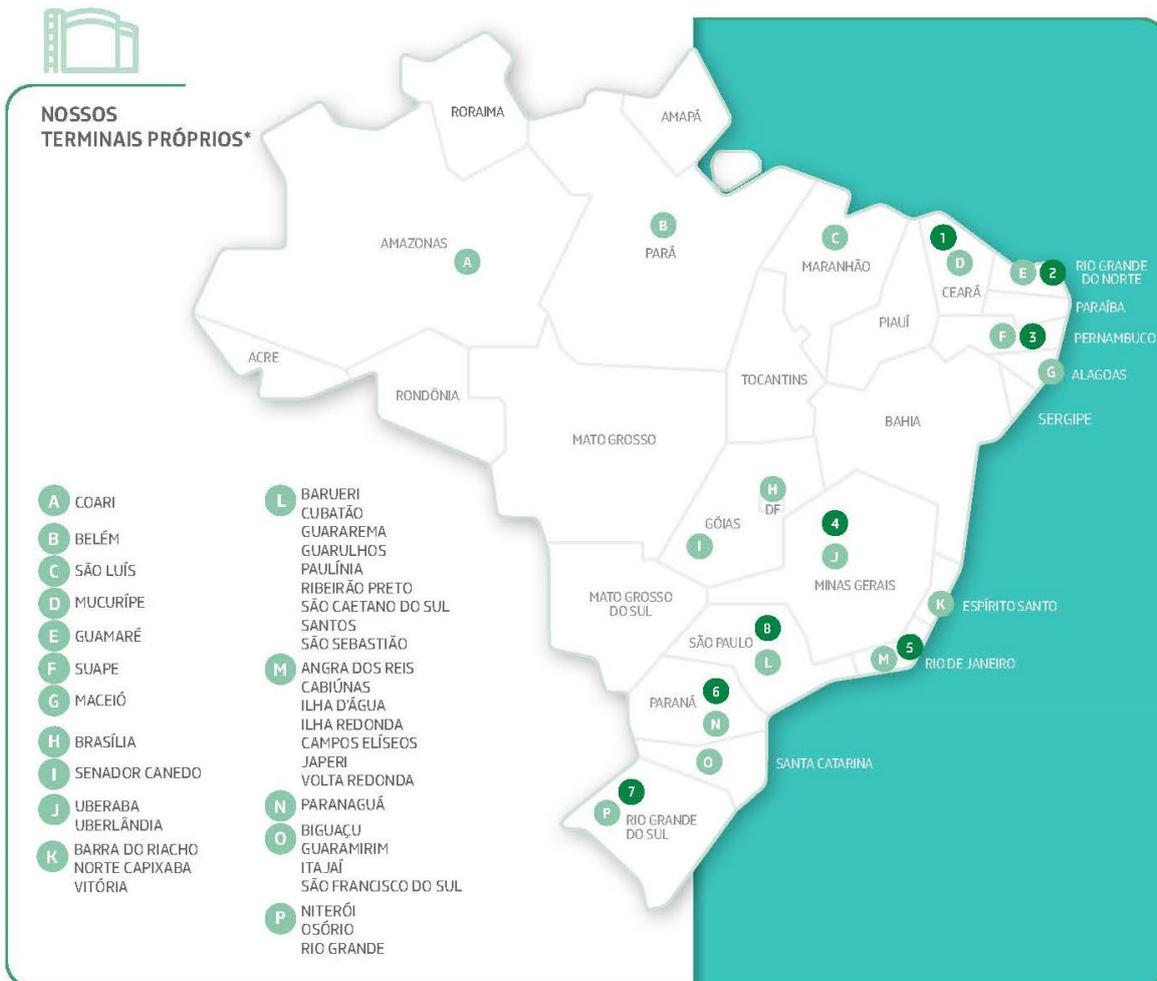
Processamos 70% de toda a nossa produção de petróleo, incluindo petróleo e GNL e excluí a Gasolina Natural ("C5+"), em nossas refinarias. O restante foi exportado. Em 2022, produzimos 1.743 mbbbl/d de derivados de petróleo, a partir do processamento de petróleo brasileiro (90% da matéria-prima) e petróleo importado (10% da matéria-prima). Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

Além disso, atuamos no setor petroquímico com participações societárias, bem como na produção de biocombustíveis por meio de nossa subsidiária integral, a Petrobras Biocombustível S.A. ("PBIO").

Visão Geral

Possuímos e operamos 11 refinarias no Brasil, com capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 1.851 mbbbl/d, desconsiderando a REMAN, cuja venda foi concluída em novembro de 2022. Isso representa 84% de toda a capacidade de refino no Brasil, segundo o anuário estatístico de 2022 publicado pela ANP. Até novembro de 2022, também possuímos e operávamos a refinaria REMAN com capacidade de 46 mbbbl/d. A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nossos oleodutos de petróleo bruto, instalações de armazenamento, oleodutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso a suprimentos 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 38 terminais próprios por meio de nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. ("Transpetro") e temos contratos para o uso de parte da capacidade de armazenamento de 19 terminais de terceiros.



REFINARIAS

Refinaria	Operadora	Ano de Início	Capacidade Bruta (Mbb/d)	Grau API
1 LUBNOR (REFINARIA LUBRIFICANTES E DERIVADOS DO NORDESTE)	1966	8 Mbb/d	16,8	
2 AIG** (ATIVO INDUSTRIAL DE GUAMARÉ)	2009	38 Mbb/d	25,9	
3 RNEST (ABREU E LIMA)	2014	88 Mbb/d	23,2	
4 REGAP (GABRIEL PASSOS)	1968	157 Mbb/d	27,2	
5 REDUC (DUQUE DE CAXIAS)	1961	239 Mbb/d	29,2	
6 REPAR (PRES. GETÚLIO VARGAS)	1977	208 Mbb/d	27,8	
7 REFAP (ALBERTO PASQUALINI)	1968	201 Mbb/d	29,7	
8 RPBC (PRES. BERNARDES)	1955	170 Mbb/d	27	
REVAP (HENRIQUE LAGE)	1980	252 Mbb/d	26,4	
REPLAN (PAULÍNIA)	1972	434 Mbb/d	27,5	
RECAP (CAPUAVA)	1954	57 Mbb/d	30,9	

Início da operação Capacidade de destilação bruta Grau API

* Operado pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras. Transpetro também opera os seguintes terminais de terceiros: TEMADRE (Madre de Deus), Candeias, Jequié, Itabuna, TERG (Rio Grande - Braskem), TESC (Santa Clara - Braskem), Manaus e Aracaju.
 ** Ativo Industrial de Guamaré (Antiga Refinaria Polígua Clara Camaão).



Nosso Refino, Transporte e Comercialização também incluem atividades como (i) petroquímica e (ii) produção de biocombustíveis.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE que consolida nosso entendimento sobre a execução de desinvestimento de ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é proporcionar condições competitivas, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado *downstream*, bem como suspender o inquérito administrativo do CADE relacionado ao suposto abuso de nossa posição dominante no segmento de refino. O acordo considera o desinvestimento de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino, que, na data de assinatura do acordo, compreendiam sete unidades de refino (REMAN, LUBNOR, RNEST, RLAM, REGAP, REPAR e REFAP) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

Em 31 de dezembro de 2022, já havíamos desinvestido das refinarias RLAM e REMAN e da unidade de xisto SIX.

Em janeiro de 2022, firmamos um acordo para a venda de nossa participação no Polo Potiguar, que inclui, entre seus ativos, a AIG (antiga RPCC). Até que as condições precedentes sejam cumpridas e a transação seja concluída, continuaremos operando os ativos.

Em maio de 2022, firmamos um acordo com a Grepar Participações Ltda para a venda de nossas ações de uma nova empresa que será formada pela LUBNOR e sua logística associada. A transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, como a aprovação pelo CADE. Até que as condições precedentes sejam cumpridas e a transação seja concluída, manteremos as operações regulares da refinaria e de todos os ativos associados.

Em junho de 2022, anunciamos o início de um novo processo de desinvestimento para as refinarias REPAR, RNEST e REFAP.

Em novembro de 2022, encerramos o processo de licitação de desinvestimento da REGAP, e a venda não foi concluída, uma vez que os termos da proposta apresentada não cumpriram nossa avaliação econômico-financeira.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Para mais informações sobre o progresso de nossos desinvestimentos, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.



Principais Ativos

	2022	2021	2020
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	7.768	7.719	7.719
Próprio	6.861	6.812	7.499
Terceiros ⁽¹⁾	907	907	220
Frota de embarcações (própria e afretada)	110	123	131
Próprio	26	26	30
Afretado	84	97	101
Terminais	65	59	61
Próprio	38	40	44
Terceiros ⁽²⁾	27	19	17
Refino			
Refinarias	11	12	13
Brasil	11	12	13
Exterior	-	-	-
Capacidade nominal instalada (mbl/d)	1.851	1.897	2.176
Brasil	1.851	1.897	2.176
Exterior	-	-	-

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

(2) Terminais de terceiros que possuem contratos vigentes de uso do serviço de armazenamento, incluindo oito terminais operados pela Transpetro.



RefTOP - Programa de Refino de Classe Mundial

Em maio de 2021, lançamos o Programa RefTOP - Refino de Classe Mundial – com o objetivo de estar entre as melhores empresas de refino de petróleo do mundo. O Programa RefTOP consiste em um conjunto de iniciativas que buscam melhorar a confiabilidade, a produtividade e os desempenhos operacional e energético, compreendendo cinco refinarias (REDUC, RECAP, REPLAN, REVAP e RPBC).

Em 2022, 8 de nossas 11 refinarias (incluindo a REMAN) atingiram o primeiro quartil da Solomon para a Disponibilidade Operacional da América do Norte. Temos nos concentrado em soluções analíticas, promovendo consistentemente a integração de sistemas de manutenção, inspeção, engenharia e operação, possibilitando diagnósticos mais precisos, menos tempo para tomada de decisão e redução de falhas de equipamentos por meio da previsão de comportamento anormal. Na REPLAN, concluímos a conexão à rede elétrica de alta tensão, melhorando a confiabilidade de seu sistema elétrico.

Melhoramos nossos modelos de Gêmeos Digitais, com base no Software de Simulação de Processos, para considerar todas as variáveis importantes de processo e energia e os aspectos econômicos. A adesão de nossas operações de refino a esses modelos aumentou de 82% em 2020 para 91% em 2022, levando a margens maiores.

Nas cinco refinarias do Programa (RPBC, RECAP, REPLAN, REVAP e REDUC), implementamos novos projetos e uma série de oportunidades de OPEX para aumentar a eficiência energética, o que levou a uma redução consistente na intensidade das emissões de GEE, intensidade energética, emissões de queima e consumo de gás natural. A intensidade das emissões de GEE caiu de 38,2 kgCO_{2e}/CWT em 2021 para 36,6 kgCO_{2e}/CWT em 2022, enquanto a intensidade energética diminuiu de 109,7 kgCO_{2e}/CWT em 2021 para 105,4 kgCO_{2e}/CWT em 2022. Nosso consumo de gás natural vem diminuindo consistentemente em todas as nossas refinarias: o Programa RefTOP contribuiu para reduzir nosso consumo em 1 milhão de m³/dia ou 6% em 2022 em comparação com o ano anterior, mantendo os níveis de produção. Nossas metas para refino são de 36kg de CO_{2e}/CWT e 89, respectivamente, para emissões de GEE e intensidade energética até 2025.

Esperamos investir aproximadamente US\$0,8 bilhão, incluído nos US\$9,2 bilhões de investimentos contemplados para Refino, Gás & Energia no Plano Estratégico.



Refino

Atendemos aos 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 política de preços, 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 2022, processamos 1.662 mbb/d de petróleo em nossas 11 refinarias e REMAN (até sua venda em novembro de 2022). Os gráficos a seguir mostram a matéria-prima processada e o desempenho de nossas refinarias.

MATÉRIA-PRIMA PROCESSADA (mbbl/d)



Nos últimos 13 anos, fizemos investimentos substanciais em nossas refinarias existentes para aumentar nossa capacidade de processar economicamente o petróleo bruto brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade de nossos derivados para atender aos 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 contratação e montagem de equipamentos e instalações.

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

A nova unidade de hidrotratamento de diesel terá capacidade de produção de 63 mbb/d de S-10 e está programada 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

Refinaria	Capacidade de destilação bruta (mbl/d)	Índice de Complexidade de Nelson	Rendimento médio ⁽¹⁾ (mbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Fator de utilização total ⁽⁴⁾ (%)		
	2022	2022	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
LUBNOR	8	3,5	8	8	8	97,6	97,8	97,3	106,7	94,5	103,4
RECAP	57	6,8	58	54	39	97,0	96,4	96,8	102,9	95,5	68,5
REDUC	239	15,4	205	186	178	96,0	96,4	96,8	86,8	79,0	76,2
REFAP	201	6,0	155	145	129	92,9	95,8	97,6	82,0	75,5	67,3
REGAP	157	7,9	146	134	123	97,3	96,5	97,4	94,7	87,4	79,3
REMAN	46 ⁽²⁾	—	28 ⁽²⁾	30	27	98,0	98,0	97,9	67,3	66,2	59,3
REPAR	208	7,8	157	181	179	97,0	97,7	97,8	77,9	87,8	86,4
REPLAN	434	6,9	376	355	306	97,5	96,8	96,8	87,3	82,5	71,1
REVAP	252	8,6	227	227	216	96,9	96,8	97,1	91,6	92,1	87,0
RLAM	—	—	—	179 ⁽⁵⁾	239	—	95,1	94,1	--	72,1	88,8
RPBC	170	10,2	173	149	143	96,9	95,3	96,2	102,7	88,2	84,5
AIG (Antiga RPCC)	38	1,0	24	29	29	—	—	—	63,7	—	—
RNEST	88	10,7	61	63	93	84,9	92,2	96,8	83,0	78,9	115,3
Rendimento médio de petróleo bruto	—	—	1.619	1.740	1.709	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio de LGN	—	—	43	40	45	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio	—	—	1.662	1.780	1.754	—	—	—	—	—	—
Capacidade de destilação bruta	1.851 ⁽³⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Inclui processamento de petróleo e LGN (matéria-prima fresca).

(2) Média até novembro de 2022.

(3) Em 31 de dezembro de 2022 (não inclui RLAM/REMAN).

(4) O fator de utilização total inclui toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+ e reprocessamento (de petróleo e outros produtos).

(5) Média até novembro de 2021



PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DAS NOSSAS REFINARIAS

Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mdbl)	
			Petróleo bruto	Derivados de petróleo
LUBNOR	Asfalto (48%); Óleo Combustível (35%); Lubrificantes (11%); Diesel (6%)	Petróleo Lubrificante – vendido para distribuidoras e comercializado nacionalmente 0,3 0,6 Asfalto – estados do Norte e Nordeste do Brasil e Minas Gerais	0,3	0,4
RECAP	Diesel (42%); Gasolina (30%); GLP (8%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,6	1,7
REDUC	Diesel (25%); Gasolina (14%); Óleo Combustível (20%); GLP (8%); Querosene de Aviação (7%); Nafta (11%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5,9	11,0
REFAP	Diesel (49%); Gasolina (22%); Nafta (9%); GLP (7%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e do Paraná, além de outros estados por meio de cabotagem	3,1	5,7
REGAP	Diesel (45%); Gasolina (26%); Querosene de Aviação (6%); GLP (8%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, ocasionalmente, o estado do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro	2,0	5,4
REMAN ⁽¹⁾	Gasolina (34%); Diesel (24%); Querosene de Aviação (8%); Óleo Combustível (23%)	Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Amapá e Pará	0,8	1,7
REPAR	Diesel (44%); Gasolina (30%); GLP (9%)	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	3,3	5,8
REPLAN	Diesel (44%); Gasolina (25%); GLP (7%); Querosene de Aviação (4%)	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 (29%); Gasolina (19%); Nafta (12%); Querosene de Aviação (11%); Óleo Combustível (15%)	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 no mercado de São Paulo e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	4,8	10,5
RPBC	Diesel (48%); Gasolina (28%); Óleo Combustível (10%); GLP (5%)	A maioria dos produtos é destinada à capital paulista. Uma parcela também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,6	7,1
AIG (Antiga RPCC)	Óleo combustível (81%); Diesel (8%); Querosene de Aviação (11%)	Rio Grande do Norte e sul do Ceará	0,12	0,12
RNEST	Diesel (53%); Nafta (9%); Coque (6%); Óleo Combustível (30%)	Norte e Nordeste do Brasil	— ⁽²⁾	5,6

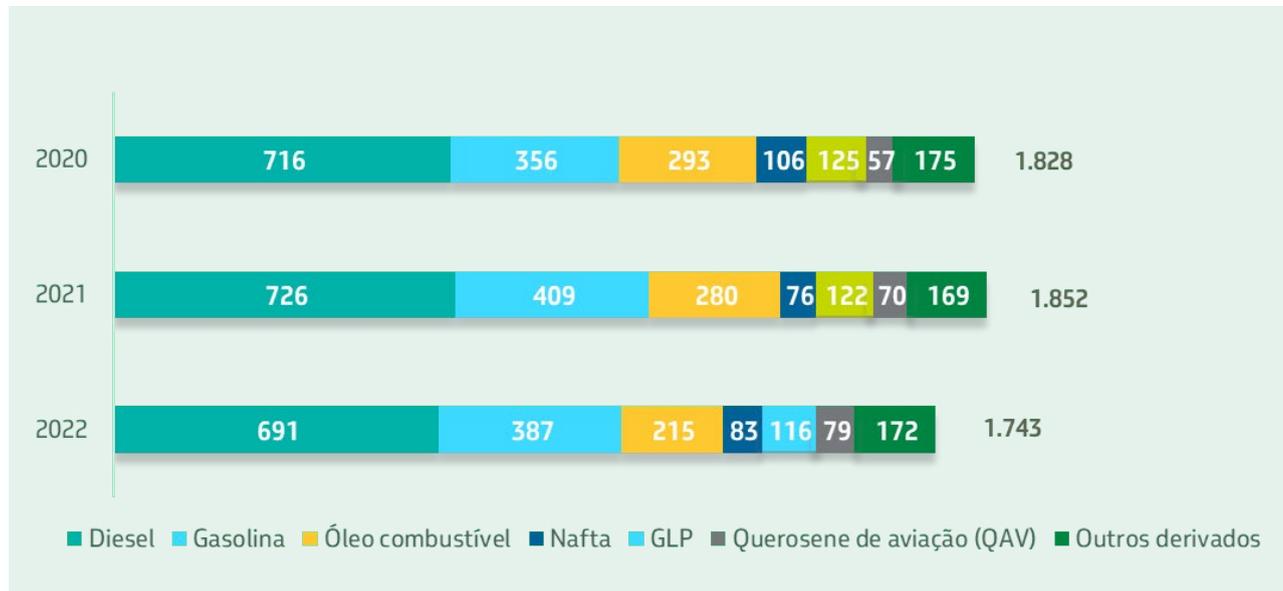
(1) A REMAN foi alienada em 30 de novembro de 2022.

(2) O petróleo bruto é fornecido diretamente às fazendas de tanques da RNEST de 4,2 mdbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.



Com relação aos derivados de petróleo, produzimos 1.743 mbbbl/d de derivados de petróleo em 2022, conforme o gráfico a seguir:

PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



Em 2022, houve queda na produção de derivados de petróleo devido ao desinvestimento da RLAM em novembro de 2021, afetando principalmente o diesel, a gasolina e o GLP. O fator de utilização do sistema de refino aumentou quando comparado a 2021.

Apesar da redução de 4,9% na produção total de diesel, em 2022, nossas refinarias quebraram um recorde interno de produção de diesel S-10 Diesel com baixo teor de enxofre produzindo 22,4 milhões de m³ do produto, volume 5% superior ao de 2021, quando a produção atingiu 21,2 milhões de m³.

Os registros do S-10 Diesel acompanham a evolução dos motores de veículos pesados e utilitários movidos a diesel, que são responsáveis pela maior parte da circulação de mercadorias no Brasil. Existem dois tipos de diesel rodoviário no Brasil, o S-500 e o S-10, sendo o primeiro usado por veículos fabricados antes de 2012.

Em 2022, houve aumento da produção de querosene de aviação após a recuperação do mercado após o impacto nas vendas causado pela pandemia de Covid-19.

A produção de nafta aumentou em 2022, em contraste com a diminuição da produção de gasolina.

Empreendimentos em andamento

Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo GASLUB é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras utilidades subjacentes. Em 2021, diversos sistemas, principalmente em serviços públicos, foram autorizados a funcionar e serem testados para operação. Em 2022, o gasoduto Rota 3 foi concluído com sucesso e os sistemas de serviços públicos progrediram para um estágio avançado de testes e pré-operação, com 87% de conclusão. Encerramos o contrato com a contratada responsável pela construção da planta de processamento de gás natural, o que levou a um atraso nas obras. Agora, a entrada em operação da unidade é esperada para 2024. Estudos sobre novas alternativas de projetos para o Polo GASLUB estão em andamento. Isso inclui a integração com a refinaria que opera na REDUC para produzir lubrificantes básicos G-II e combustíveis de alta qualidade e a construção



de uma usina termoeletrica a gás natural. Nesses estudos, projetos conceituais foram iniciados e estão em andamento.

Com relação à expansão da capacidade de produção de diesel de ultrabaixo teor de enxofre (ULSD ou S-10), além da nova unidade de hidrotreatamento da REPLAN, com capacidade de produção adicional de 63 mbb/d de ULSD, também temos um investimento em andamento na REDUC. Esse investimento foi focado em modificações em uma unidade de hidrotreatamento de diesel existente (U-2700) para melhorar a produção de S-10 em 28 mbb/d, atendendo às especificações de mercado e exigências ambientais. Este projeto encontra-se atualmente em fase de execução, com início previsto para 2023. Um investimento muito semelhante está planejado para a REVAP, com modificações em uma unidade de hidrotreatamento de diesel existente (U-272D) para melhorar a produção de S-10 em 41 mbb/d. Este projeto está atualmente em desenvolvimento da engenharia básica e está previsto para começar em 2025.

Nosso Plano Estratégico incluiu investimentos adicionais na RNEST, GASLUB (integração operacional da REDUC e GASLUB, que aumentará a produção de S-10 em 76 mbb/d) e estudos para avaliar uma nova modificação na unidade de hidrotreatamento na REGAP e duas novas unidades de hidrotreatamento (REPAR, REFAP). Consulte "Plano Estratégico" neste relatório anual.

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 a comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior por meio de um sistema integrado de planejamento logístico, vendas e operações e ativos, conforme ilustrado abaixo.



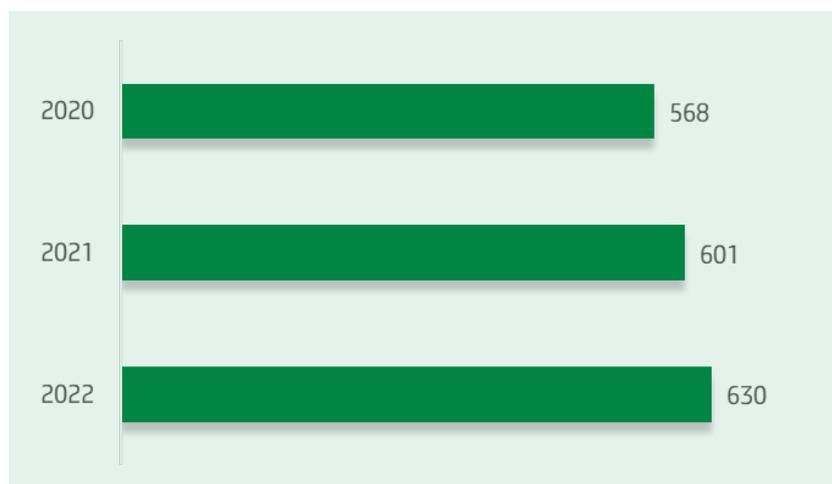


Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Transpetro.

A Transpetro é uma empresa de logística que realiza operações de armazenamento e manipulação de petróleo e seus derivados, etanol, gás e biocombustíveis para abastecimento de máquinas, termoeletricas e refinarias brasileiras, incluindo atividades de importação e exportação.

A operação de terminais e dutos é um importante elo de nossa cadeia de suprimentos. O petróleo é transportado dos campos de produção até os terminais da Transpetro por meio de dutos ou navios. De lá, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o refino, os derivados são novamente escoados por dutos até os terminais para serem entregues às distribuidoras de combustíveis, que atendem aos mercados brasileiro e mundial. A operação abrange uma malha de 7.719 km de dutos e 46 terminais, sendo 25 marítimos e 21 em terra. A Transpetro opera terminais de propriedade da Petrobras ou de terceiros, com uma capacidade nominal total de armazenamento de 10,75 milhões de m³. Em 2022, a Transpetro movimentou 630,3 milhões de m³ de petróleo, derivados e biocombustíveis, totalizando 5.984 operações com navios petroleiros e barcas de petróleo.

MOVIMENTAÇÃO EM TERMINAIS E GASODUTOS (milhões m³)



Em 2022, houve um aumento na circulação de produtos pelos modais operados pela Transpetro em relação a 2021. Este aumento reflete o crescimento de 2,52% da demanda total de combustíveis no Brasil em 2022, provocado pela recuperação econômica, a retomada dos voos comerciais, o aumento do agronegócio, e as mudanças tributárias federais (PIS/Cofins e Cide) e estaduais (ICMS).

Nossas refinarias no Brasil tiveram um elevado nível de produção de derivados, com o FUT (fator de utilização) atingindo 97% em junho de 2022. Estas refinarias também tiveram um maior nível de importações, o que impactou positivamente os volumes movimentados nos nossos dutos e terminais.

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

Em 2022, o Indicador de Integridade dos Dutos ("ICID") principal atingiu, pelo segundo ano consecutivo, a meta estabelecida nas Iniciativas Estratégicas da Transpetro de 99,2%, com o resultado do ICID de 99,6%. O Indicador de Integridade de Terminais Consolidados ("ICIT") elevou sua média de 95,1% em 2021 para 98,9% em 2022. Isso representa um aumento significativo na segurança em nossas instalações e a perspectiva de prolongar a vida operacional de nossos ativos.



Além disso, criamos um Programa de Gestão da Integridade de Navios que visa trazer para a frota da Transpetro os níveis de excelência já atingidos em dutos e terminais. Além disso, buscando melhorar a eficiência operacional e a segurança, realizamos ações voltadas à promoção do aumento da produtividade, como o uso de dispositivos vestíveis para atividades de inspeção e manutenção, e a avaliação de tecnologias para redução da exposição humana em atividades de mergulho que melhorem a segurança em nossas operações, como testes contínuos para o uso de mini ROVs (Veículos Submarinos Operados Remotamente) em atividades de inspeção visual de estruturas submarinas.

Roubo de combustível em oleodutos *onshore*

2022 foi marcado pela integração entre a Petrobras e a Transpetro no combate ao roubo de combustível de oleodutos, também conhecido como derivação clandestina. Essa parceria resultou em ações que asseguraram nosso compromisso com a vida, o meio ambiente e a segurança operacional.

Em 2022, fortalecemos o relacionamento com as forças de segurança pública do Brasil, estreitamos os laços com as comunidades vizinhas em nossas malhas de dutos, ampliando a conscientização e os projetos sociais e investimos no aprimoramento de ferramentas tecnológicas, visando maior eficácia na prevenção de derivações clandestinas.

Essas ações possibilitaram, no último ano, uma redução de 43% no número de casos em relação ao ano anterior, uma queda das 102 ocorrências em 2021 para 58 ocorrências em 2022. Também reduzimos o número de ocorrências em áreas urbanas, minimizando os riscos para a população. Outra realização foi a redução de cerca de 50% do volume roubado.

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

TERMINAIS

Local	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m ³)
Alagoas	Maceió	Marítimo	58.266
Amazonas	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	N/A ⁽¹⁾
Espírito Santo	Barra do Riacho	Marítimo	107.834
	Norte Capixaba	Marítimo	85.205
	Vitória	Marítimo	10.710
Distrito Federal	Brasília	<i>Onshore</i>	72.308
Goiás	Senador Canedo	<i>Onshore</i>	126.573
Maranhão	São Luís	Marítimo	70.925
Minas Gerais	Uberaba	<i>Onshore</i>	54.812
	Uberlândia	<i>Onshore</i>	45.812
Pará	Belém	Marítimo	48.187
Pernambuco	Suape	Marítimo	108.560
Paraná	Paranaguá	Marítimo	204.567
Rio de Janeiro	Ilha d'Água	Marítimo	
	Angra dos Reis	Marítimo	179.173
	Campos Elíseos	<i>Onshore</i>	1.011.487
	Ilha Redonda	Marítimo	547.284
	Japeri	<i>Onshore</i>	78.484
	Volta Redonda	<i>Onshore</i>	37.650



	Cabiúnas	<i>Onshore</i>	25.502 483.134
Rio Grande do Norte	Guamaré	Marítimo	258.309
	Niterói	Marítimo	21.189
Rio Grande do Sul	Rio Grande	Marítimo	101.422
	Osório	Marítimo	842.394
	Biguaçu	<i>Onshore</i>	36.214
	Itajaí	<i>Onshore</i>	56.482
Santa Catarina	Guaramirim	<i>Onshore</i>	18.644
	São Francisco do Sul	Marítimo	473.166
	Santos	Marítimo	388.873
	São Sebastião	Marítimo	2.057.493
	Barueri	<i>Onshore</i>	206.461
	Cubatão	<i>Onshore</i>	161.102
	Guararema	<i>Onshore</i>	1.026.935
	Guarulhos	<i>Onshore</i>	164.181
	Paulínia	<i>Onshore</i>	274.608
São Paulo	Ribeirão Preto	<i>Onshore</i>	50.886
	São Caetano do Sul	<i>Onshore</i>	227.308
TOTAL	38	-	9.808.287

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



Comercialização

Principais Fontes

Do Fornecimento Total de Derivados de Petróleo

- 1.743 mbb/d** Vem da produção de nossas refinarias
- 229 mbb/d** Foram importados

Consumo

Vendemos
Uma média de

- 1.753 mbb/d** De derivados de petróleo para o mercado brasileiro
- 201 mbb/d** Para o mercado externo

89% das vendas totais de nossos derivados de petróleo foram destinados 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 (mmbbl/d)



Diesel



O diesel é um destilado de petróleo médio usado como combustível em veículos com motores de combustão interna com ignição por compressão (motores de ciclo Diesel). Ele é usado principalmente para transporte rodoviário de carga e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo o diesel vendido a usuários finais no Brasil deve ser misturado com biodiesel. Em março de 2021, o nível obrigatório de biodiesel no combustível aumentou de 12% para 13%. No entanto, devido à falta de matéria-prima para a fabricação do combustível renovável e ao aumento dos preços, o Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") reduziu esse percentual para 10% de maio a agosto, subiu para 12% em setembro e outubro, e reduziu novamente para 10% em novembro e dezembro de 2021. O CNPE decidiu manter o teor de 10% de biodiesel no diesel para 2022 e anunciou que o teor de 10% será mantido até março de 2023.

A queda nas vendas de diesel em 2022 foi associada principalmente ao desinvestimento da refinaria RLAM concluído em 30 de novembro de 2021.

No quarto trimestre de 2022, atingimos um recorde de vendas de diesel com baixo teor de enxofre S-10, com vendas de baixo teor de enxofre S-10 representando 60,3% do total de vendas de diesel.

A participação recorde do S-10 Diesel no que se refere às vendas totais de diesel reflete as ações comerciais e operacionais que implementamos para atender à demanda interna brasileira pelo produto com menor teor de enxofre, substituindo o S-500 Diesel.



Gasolina



A gasolina é um destilado de petróleo leve usado em veículos com motores de combustão interna de ignição comandada (motores de ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um destilado denominado “gasolina A”, que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) nas instalações das distribuidoras 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) e o CNG (vendido pelas distribuidoras diretamente aos postos). Em 2022, a “gasolina A” vendida por nós representou cerca de 41% do mercado total brasileiro de Ciclo-Otto.

O principal fator para a consistência na estabilidade das vendas é a competitividade dos preços da gasolina frente aos preços do etanol hidratado, apesar do desinvestimento da refinaria RLAM.

GLP



O gás liquefeito de petróleo (GLP) é um destilado leve composto por propano e butano. Ele é utilizado como combustível para aparelhos de aquecimento, como equipamentos de cozinha, caldeiras rurais e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 70% do GLP é comercializado pelas distribuidoras envasados em botijões de até 13 kg e utilizados principalmente na cocção residencial e sua demanda é impulsionada diretamente pelo crescimento da população e da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente correlacionado às temperaturas locais e à taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. Os 30% restantes da demanda de GLP vêm principalmente dos setores industrial e de serviços, cuja demanda é impulsionada pelo crescimento econômico.

A queda nas vendas de GLP em 2022 esteve associada principalmente ao desinvestimento da refinaria RLAM.

Querosene de Aviação



O querosene de aviação é um destilado de petróleo médio usado como combustível de aviação em aeronaves movidas por motores de turbina a gás.

É utilizado por todas as empresas de aviação comercial (transporte de passageiros e carga), o que representa 90% da demanda total brasileira. Em relação à aviação comercial, antes da pandemia da Covid 19, os voos domésticos representavam até 60% da demanda brasileira de querosene de aviação, e os 40% restantes da demanda de querosene de aviação vinham de voos internacionais. A demanda por querosene de aviação está fortemente relacionada ao crescimento do PIB, pois afeta diretamente a demanda por viagens - tanto de negócios quanto de lazer.

O principal fator por trás do aumento das vendas em 2022, apesar do desinvestimento da refinaria RLAM, foi a recuperação da aviação pós-Covid-19, especialmente no segmento doméstico.



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

As termoeletricas a óleo combustível participam marginalmente do abastecimento de energia do país, entrando em operação apenas quando o nível da água nos reservatórios está muito baixo. Em 2022, o uso industrial de óleo combustível representou cerca de 99% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representou apenas 1%.

Em 2022, o principal fator para a expressiva contração das vendas foi o desinvestimento da refinaria RLAM e, sobretudo, o fato de ter havido vendas para geração termoeletrica apenas em janeiro.

Nafta



A nafta é um destilado de petróleo leve utilizado principalmente como matéria-prima para o setor petroquímico. Este produto é vendido para três plantas petroquímicas existentes no Brasil, que produzem commodities químicas, como etileno, propeno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

O aumento das vendas de nafta em 2022 foi associado principalmente às vendas adicionais de nafta para a Braskem.

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

VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (mdbl/d)

	2022	2021	2020
Total de derivados de petróleo	1.753	1.806	1.663
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	205	28	8
Gás natural	305	352	292
Mercado brasileiro total	2.263	2.186	1.963
Exportações ⁽¹⁾	714	811	957
MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES	2.977	2.997	2.920

(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 com base em seu grau API. Tradicionalmente, os petróleos brutos mais leves têm maior valor agregado do que os mais pesados, pois podem gerar produtos de maior valor. Recentemente, no entanto, os brutos pesados mostraram um forte valor de mercado devido à possibilidade de produção de margem elevada quando são processados em refinarias de hardware de maior complexidade. Além disso, petróleos com rendimentos e propriedades físicas semelhantes têm maior valor de mercado se tiverem menor teor de enxofre. Diferentes refinarias atribuem valores distintos a um mesmo petróleo bruto, dependendo de 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 competição entre diferentes graus.

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

Os derivados de petróleo refinado são commodities e seus preços em diferentes regiões do mercado global são impulsionados pelo equilíbrio local entre oferta e demanda, preços do petróleo bruto e crack spread. O crack spread se refere à diferença geral de preços entre um barril de petróleo bruto e derivados de petróleo dele refinados. É um tipo de margem bruta de processamento específico do setor. "Crack" é um termo utilizado na indústria do petróleo que representa a capacidade de um petróleo bruto produzir diferentes 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 lucratividade 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 demanda por determinados derivados resultam em mudanças de preços que podem impactar as margens de lucro do barril de petróleo bruto para o refinador.

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

Nossa atual política de preços no Brasil leva em consideração as condições do mercado doméstico e busca alinhar o preço dos derivados com os preços internacionais, evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio causadas por questões conjunturais.

Especificamente, os preços de diesel, gasolina, GLP, querosene de aviação, óleo combustível e outros preços de produtos menores são definidos levando em consideração o preço de paridade de importação e o nível de participação de mercado.



Em 2022, ajustamos nossos preços de combustíveis de acordo com o mercado internacional, uma vez que os preços globais do petróleo mudaram e se estabeleceram em novos níveis. Em julho de 2022, nosso Conselho de Administração aprovou a Diretriz de Formação de Preços no Mercado Interno (Diretriz) em linha com seu objetivo de aprimorar continuamente a nossa governança. A Diretriz reitera a competência da Diretoria Executiva na execução das políticas de preços, preservação e priorização do nosso resultado financeiro e busca pela maximização da 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

Os preços do diesel e da gasolina no mercado brasileiro são definidos levando-se em consideração o preço de paridade de importação e o nível de participação de mercado.

De acordo com nossa política de preços, reajustes de preços do diesel e da gasolina são realizados sem frequência definida, de acordo com as condições de mercado e análises do ambiente externo, o que nos permite competir com mais eficiência e flexibilidade.

Durante 2022, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em uma redução do preço de 0,5% para a gasolina e um aumento de 34,4% para o diesel, em comparação dos preços em vigor em 31 de dezembro de 2022 com os vigentes em 31 de dezembro de 2021.

GLP

Os preços do GLP no mercado brasileiro são definidos levando em consideração o preço de paridade de importação e o nível de participação de mercado nos segmentos de GLP residencial e industrial/comercial. De acordo com nossa política de preços, reajustes de preços são feitos sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análises dos ambientes interno e externo.

Durante 2022, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em reduções de preços de 16,2% para o GLP, ao comparar os preços em vigor em 31 de dezembro de 2022 com os vigentes em 31 de dezembro de 2021.

Importações, Exportações e Vendas Internacionais

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

Em 2022, as exportações líquidas diminuíram 123 mbb/d, atingindo 321 mbb/d. Essa diminuição resultou principalmente de menores exportações de petróleo e óleo combustível.

**EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS** (mmbbl/d)

	2022	2021	2020
Exportações			
Petróleo bruto	513	575	713
Óleo combustível	181	197	194
Outros derivados de petróleo	20	39	50
Total de exportações	714	811	957
Importações			
Petróleo bruto	164	154	97
Diesel	118	118	18
Gasolina	25	20	10
Outros derivados de petróleo	86	75	89
Total de importações	393	367	214

Nossas atividades de comercialização de petróleo bruto, derivados de petróleo e GNL visam atender às nossas demandas internas ou potenciais oportunidades de negócios identificadas por 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 baseadas nos principais centros comerciais globais de petróleo e derivados, como Houston, Cingapura e Rotterdam, e são compostas por petróleo bruto e comerciantes de produtos, transportadores 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 várias empresas de distribuição no Brasil.

Em julho de 2021, concluímos a venda de toda a nossa participação remanescente na BR Distribuidora, iniciada em 2019, saindo do setor de distribuição no Brasil. Após a venda, a BR Distribuidora mudou seu nome para Vibra Energia S.A. (“Vibra”).

Mesmo após concretizar a venda de nossa participação acionária na Vibra, continuamos detentores das principais marcas por ela utilizadas, incluindo aquelas que identificam postos, combustíveis, programa de fidelidade, segmentos de aviação e programa de certificação, entre outras.

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, incluindo, sem limitações, “Petrobras,” “Petrobras Podium,” “Petrobras Premmia,” “De Olho no Combustível,” “BR Aviation” e “Petrobras Grid.” O contrato de licença de marca foi renegociado em 2019 e alterado em junho de 2021 para incorporar as mudanças necessárias para ambas as empresas. O contrato termina em junho de 2029 e é renovável por um período adicional de 10 anos, mediante acordo entre as partes.



Nos termos deste contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de postos de serviço e aviação, para os quais a Vibra usará exclusivamente as marcas por nós licenciadas. Enquanto isso, durante a vigência do contrato de licença de marca, nos comprometemos a não operar no setor de postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de um "posto de serviço" nos termos deste 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) destinados a alimentar veículos automotivos e embarcações são oferecidos à Empresa para o Público consumidor (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

Também participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul da seguinte forma:

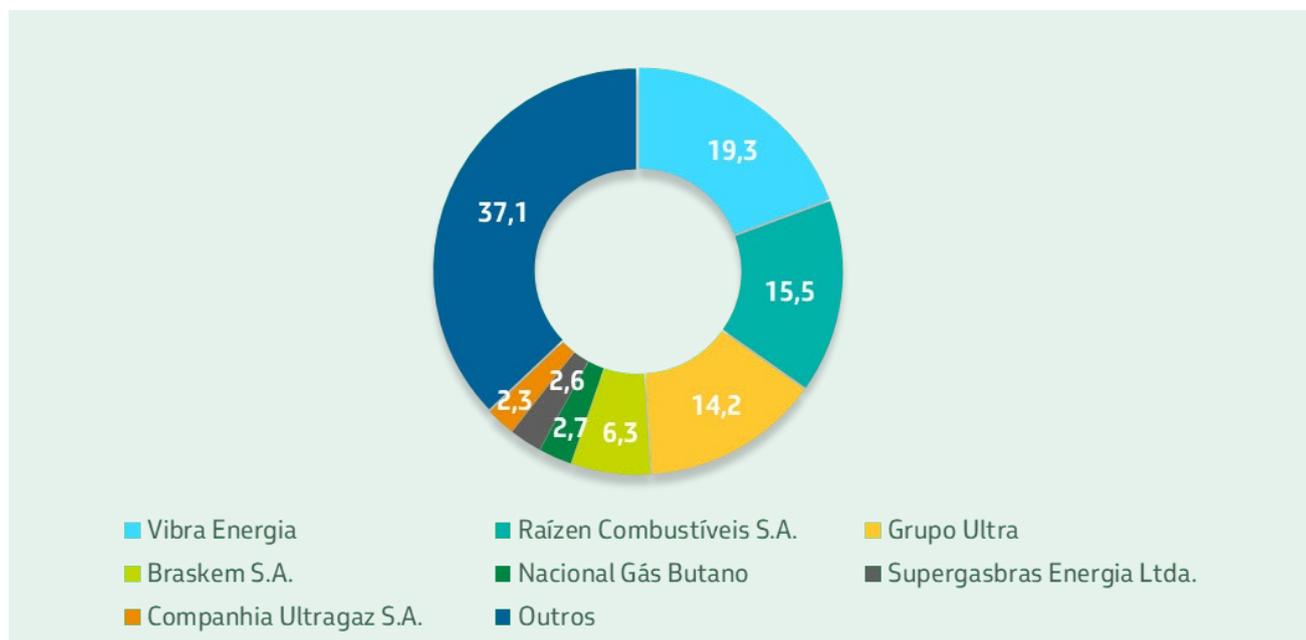
- **Colômbia:** Nossas operações por meio da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 125 postos de serviço e uma fábrica de lubrificantes com uma capacidade de produção de 54.000 m³/ano. A PECOCO está na carteira de desinvestimentos da Petrobras.
- **Chile:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca no país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, uma empresa que atua como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustíveis; e
- **Paraguai:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Paraguai, concluída em março de 2019, celebramos um contrato de licenciamento de marca no Paraguai. Nossas operações foram vendidas para a Paraguay Energy, uma subsidiária do Grupo Copetrol, e o contrato de venda também incluiu o licenciamento do uso exclusivo de nossas marcas pela Nextar (sucessora da Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL) em postos de serviço no Paraguai, pelo prazo inicial de cinco anos.

Para mais informações sobre o processo de desinvestimento, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Cientes e Concorrentes

Interagimos com cerca de 470 clientes no Brasil, no que diz respeito a derivados líquidos, sete dos quais representam 63% do volume total vendido.

CLIENTES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LÍQUIDOS (% vol)





A comercialização de derivados de petróleo para as distribuidoras é realizada por meio de contratos firmados de acordo com a regulamentação da ANP.

Oferecemos uma plataforma comercial virtual, denominada Canal Cliente, para empresas do mercado brasileiro. A plataforma funciona 24 horas por dia, sete dias por semana. Por meio dessa plataforma online, os clientes podem fazer pedidos de produtos, agendar saques e acompanhar todo o processo do negócio até a fase de pagamento.

De acordo com informações fornecidas pela ANP, temos uma participação dominante no mercado brasileiro de refino. Possuímos e operamos 11 refinarias no Brasil.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE que consolida o entendimento entre as partes sobre a efetivação do desinvestimento de ativos de refino e SIX no Brasil. A partir da data de assinatura em junho de 2019 até janeiro de 2023, desinvestimos a RLAM, REMAN e SIX.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Com relação à comercialização de derivados de petróleo no mercado brasileiro, enfrentamos concorrência de importadores, formuladores, outros produtores nacionais e unidades petroquímicas. Em 2022, nossa participação nos mercados de diesel e gasolina diminuiu em relação ao ano anterior, principalmente devido ao desinvestimento da refinaria RLAM.



Outras Atividades

Petroquímicos

Atuamos no setor petroquímico por meio das seguintes empresas:

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS PETROQUÍMICAS NO BRASIL E SEUS PRINCIPAIS PRODUTOS

Empresa/Principais produtos	Local	Capacidade nominal (mmt/ano)	Nossa participação	Outras participações
Braskem				
Etileno	Brasil	5,00	36,15%	Novonor (38,32%);
Polietileno	Brasil	3,06		Outros (25,53%)
	México	1,05		
Polipropileno	Brasil	1,85		
	EUA	2,02		
	Alemanha	0,63		
METANOR S.A./COPENOR S.A.⁽²⁾				
Formaldeído	Brasil	0,09	34,34%	Dexxos Participações (45,47%);
Hexamina		0,01		Outros (19,99%)
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.				
Catalisadores	Brasil	0,04	50,00%	Albemarle (50,00%)
Aditivos		0,01		
PETROCOQUE S.A.				
Coque de petróleo calcinado	Brasil	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(2) A Copenor S.A. é uma subsidiária da Metanor S.A.

Com relação aos desinvestimentos, em julho de 2022 anunciamos a venda de toda a nossa participação na DETEN Química S.A. ("DETEN"). Essa participação representava 27,88% das ações da DETEN e foi vendida para a Cepsa Química S.A, que indiretamente detinha 69,78% de participação na DETEN. Em dezembro de 2022, anunciamos o início da fase vinculante da venda de todas as nossas ações na Metanor. Para mais informações, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Em dezembro de 2021, aprovamos o modelo de venda de até 100% de nossas ações preferenciais na Braskem S.A. (Braskem), por meio de oferta(s) pública(s) secundária(s) de ações (*follow-on*), em conjunto com a Novonor S.A. - Em Recuperação Judicial e NSP Investimentos S.A. - Em Recuperação Judicial (ambas denominadas Novonor).

Em janeiro de 2022, decidimos com a Novonor o início e o subsequente cancelamento da oferta pública secundária de distribuição de ações, devido à instabilidade das condições do mercado de capitais, em que os níveis de demanda e preço não eram adequados para o prosseguimento da transação.



Industrialização de Xisto

Até outubro de 2022, operamos o processamento de xisto por meio da nossa unidade de industrialização de xisto ("SIX"), uma unidade operacional com capacidade instalada de 5.880 t/d, localizada em São Mateus do Sul, Brasil. Desenvolvemos uma tecnologia que abrange todas as etapas do processo de fabricação. Os produtos obtidos do processamento de xisto são óleo combustível, nafta, gás combustível, gás liquefeito e enxofre.

Em linha com nossa política de gestão de riscos associada à gestão de contingências e com a estratégia de geração de valor por meio da negociação de valores em disputa, nós e a ANP chegamos a um acordo no fim de 2021 para encerrar todos os processos judiciais e administrativos relacionados à cobrança de royalties e multas administrativas decorrentes da mineração de xisto betuminoso realizada por nós na SIX.

O acordo abrange tanto a conclusão de disputas administrativas e judiciais quanto a celebração de um contrato de concessão, visando regular os termos de nossa outorga de exploração de xisto e direitos minerários relacionados às atividades da SIX.

Sob o acordo, nos comprometemos a pagar US\$116 milhões relacionados à cobrança de royalties e a ANP encerrou todas as disputas administrativas e judiciais e autorizou a celebração de um contrato de concessão para regular a pesquisa e a mineração de xisto. A ANP concordou em adotar uma alíquota de royalties de 5% a partir da vigência do contrato de concessão (por 27 anos, renovável por mais 27 anos) e não mais reivindicar de nós quaisquer royalties referentes à SIX, bem como quaisquer multas e/ou penalidades e/ou adições anteriores à assinatura do contrato.

O acordo para concluir as disputas foi firmado em julho de 2022, juntamente com o contrato de concessão. Em setembro de 2022, o contrato de concessão foi cedido à Paraná Xisto, nossa subsidiária formada para viabilizar a venda desse ativo. Em novembro de 2022, a venda do ativo foi concluída.

Em novembro de 2021, assinamos um acordo com a Forbes & Manhattan Resources Inc. para a venda da SIX.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte "Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais" e "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Para mais informações sobre o progresso de nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.



Biocombustíveis



BioRefino

Em 2020, lançamos o Programa BioRefino 2030, que visa transformar nossos processos de refino em uma indústria mais sustentável, alinhada a uma economia de baixo carbono. Em 2022, nossos projetos de geração de combustíveis novos, modernos e sustentáveis, como diesel renovável e biojet, foram ampliados e ganharam prioridade ainda maior iniciando uma nova fase do Programa BioRefino (anteriormente denominado BioRefino 2030). Um exemplo de tal expansão é a presença adicional de coprocessamento na REDUC e uma expansão na REPAR.

O diesel com conteúdo renovável (Diesel-R) é um biocombustível avançado, produzido a partir do coprocessamento de diesel convencional com petróleos vegetais usando nossa tecnologia proprietária HBIO™. A parte renovável do combustível resultante (Petróleo Vegetal Hidrotratado ou "HVO") apresenta a mesma estrutura do combustível diesel convencional e reduz a emissão de gases de efeito estufa em comparação com o diesel mineral. O diesel coprocessado com conteúdo renovável, bem como o HVO puro, são isentos de contaminantes e não causam danos aos motores, aumentando efetivamente a vida útil do veículo e reduzindo os custos de transporte. As vendas comerciais de nossa produção estão focadas em clientes com metas ASG. O CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) está avaliando a inclusão de biocombustíveis avançados no mandato nacional do biodiesel.

O BioQAv (também conhecido como Querosene de Aviação Sustentável ou BioJet) será usado em todo o mundo para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional e 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 produzido como coproduto deste processo.

Também atuamos na produção de biodiesel por meio de nossa subsidiária integral PBIO, que administra nossas atividades de produção, logística e comercialização desses produtos.

Existe uma mistura obrigatória de biodiesel em todo o diesel comercializado no Brasil. Em 2021, o CNPE fixou uma mistura de 13% a partir de março de 2021, com aumentos programados graduais de 1% ao ano, até atingir os 15% obrigatórios em 2023. No entanto, em novembro de 2021 o CNPE publicou a Resolução nº 25, que alterou o percentual anterior de mistura ao estabelecer uma mistura obrigatória de 10% para 2022. Posteriormente, em novembro de 2022, o CNPE publicou a Resolução nº 12/2022 mantendo a mistura de 10% até março de 2023. De acordo com o plano original anunciado pelo CNPE, a mistura deverá aumentar para 15% após março de 2023, sujeito a alterações pelo CNPE.

A PBIO possui e opera três usinas de biodiesel. No entanto, a usina de biodiesel de Quixadá está inoperante desde novembro de 2016. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas usinas em operação é de 8,63 mbbl/d. Em 2022, atendemos a 3,3% da demanda de biodiesel do Brasil, segundo a ANP.



Principais Ativos

	2022	2021	2020
Biocombustíveis			
Unidades de produção de biodiesel - P BIO	3 ⁽¹⁾	3 ⁽¹⁾	3 ⁽¹⁾
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - P BIO	10,5 ⁽¹⁾	10,5 ⁽¹⁾	10,5 ⁽¹⁾
Unidades de produção de biodiesel - BSBios	N/A ⁽²⁾	N/A ⁽²⁾	2
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - BSBios	N/A ⁽²⁾	N/A ⁽²⁾	14,3 ⁽³⁾

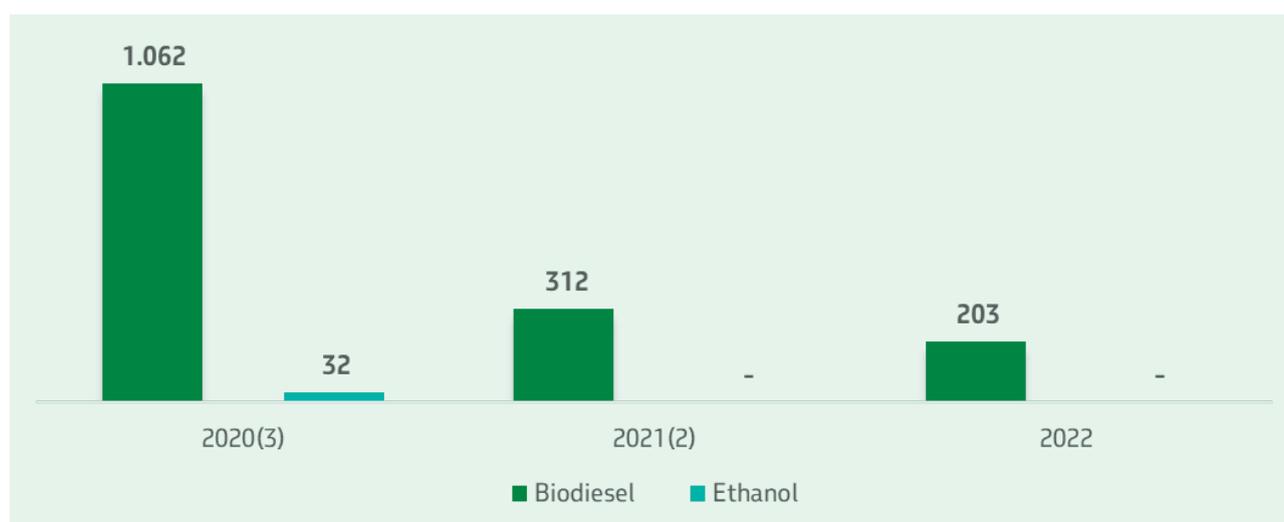
(1) Inclui a capacidade da usina de biodiesel de Quixadá, inoperante desde novembro de 2016.

(2) Em fevereiro de 2021, foi concluída a venda da totalidade da participação da P BIO na BSBios para a RPBio.

(3) Inclui a capacidade total de produção em duas usinas nas quais temos 50% de participação.

Com relação aos desinvestimentos, estamos no processo de desinvestimento de nossa participação na P BIO. Em setembro de 2020, anunciamos o início da fase vinculante da venda de todas as nossas ações nessa subsidiária integral. O processo de venda ainda está em fase vinculante.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual. De acordo com nosso Plano Estratégico, buscamos resultados sustentáveis, e um dos meios para alcançá-los é a produção de biocombustíveis. Historicamente, produzimos etanol e biodiesel. Atualmente, esforços especiais estão concentrados na produção de diesel renovável e biojet.

PRODUÇÃO DE BIOCMBUSTÍVEIS ⁽¹⁾ (mil m³)

(1) Inclui 100% do volume de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial (a produção líquida da P BIO em biodiesel, considerando a participação da P BIO na investida, foi de 64,5% em 2020, 75,4% em 2021 e 100% em 2022).

(2) O valor da produção de biodiesel para 2021 é atualizado em 9 de fevereiro de 2020, data em que vendemos nossa participação na BSBios.

(3) Os números de produção de etanol de 2020 são de 10 de julho de 2020, data em que vendemos nossa participação na Bambuí, nossa investida nesse segmento.



Gás e Energia

Visão Geral

Processamos o gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas unidades de processamento de gás natural (“UPGNs”) que têm capacidade para tratar 103,6 milhões de m³/d de gás natural no Brasil. Comercializamos esse gás natural, juntamente com o gás importado da Bolívia e o GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termoeletricas.

Também atuamos na geração e comercialização de energia elétrica por meio de usinas termoeletricas movidas a gás natural e diesel.



Principais Ativos

	2022	2021	2020
Gás natural			
Gasodutos no Brasil (km)	2.643	2.643 ⁽²⁾	4.686 ⁽¹⁾
Unidades de Processamento⁽³⁾	15	17	17
Brasil ⁽³⁾	12	14	14
Bolívia	3	3	3
Capacidade de processamento (milhões de m³/dia)	143⁽⁴⁾	149	149
Brasil	99	105	105
Bolívia	44	44	44
Terminais de regaseificação	3 ⁽⁵⁾	3	3
Capacidade de regaseificação (milhões de m ³ /dia)	47	47	47
Energia			
Número de usinas termoeletricas	14	14 ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	20
Capacidade instalada (mil MW)	5,3	5,4	6,1

(1) Em julho de 2020, celebramos um contrato de compra e venda de ações para nossa participação remanescente de 10% na TAG, que possui 4.504 km de dutos.

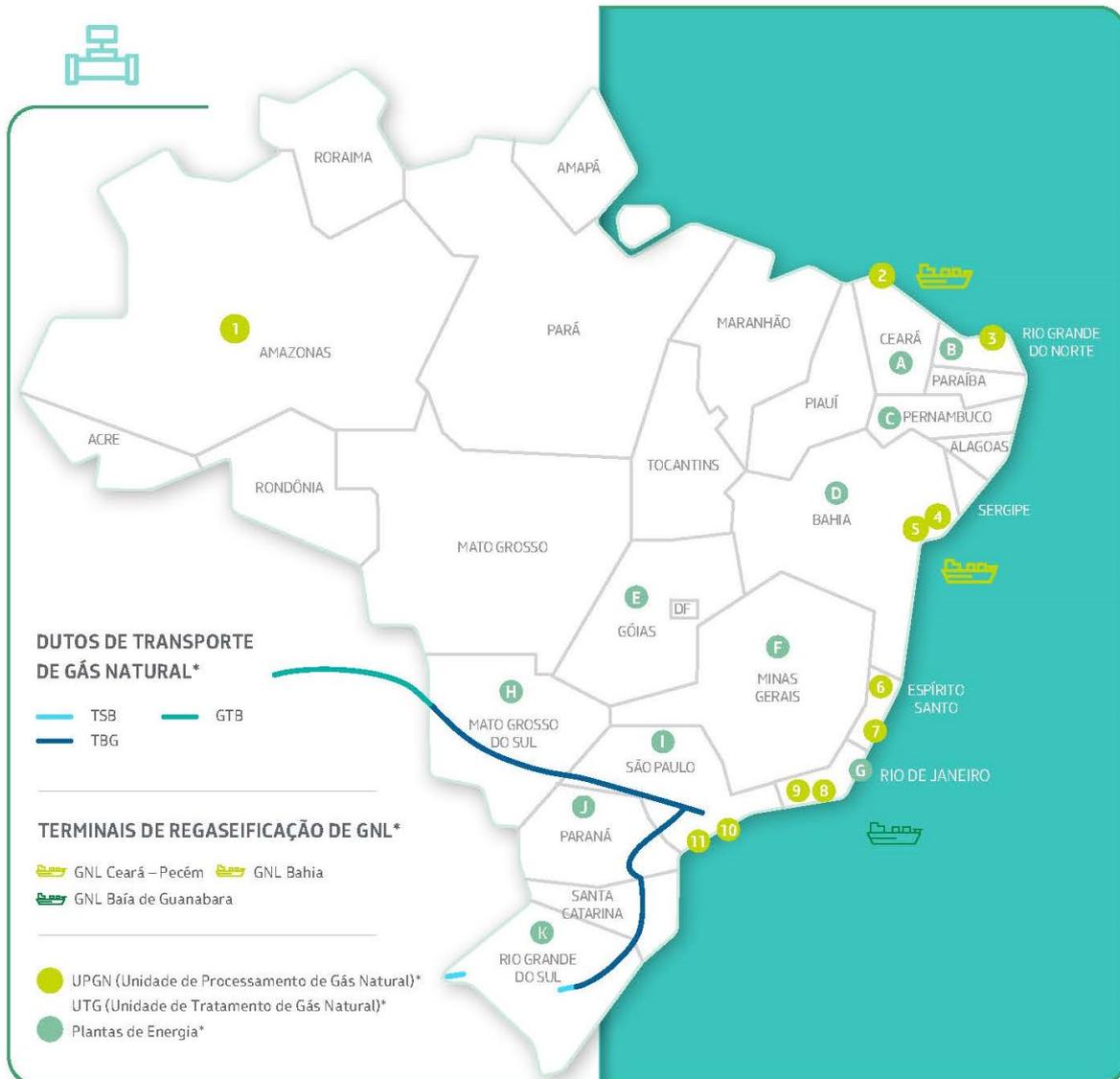
(2) Em abril de 2021, concluímos a venda de nossa participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), que possui 2.043 km de dutos.

(3) A partir de 2022, optamos por apresentar o número de Unidades de Processamento como o número de polos, em vez de unidades industriais, conforme apresentado anteriormente. Isso levou a mudanças no número de unidades em 2021 e 2020.

(4) Em novembro de 2021, concluímos a venda de nossa participação na Breitener Energética S.A, que possui duas usinas termoeletricas: Jaraqui e Tambaqui. Em dezembro de 2021, concluímos a venda de três usinas termoeletricas: Bahia 1, Muricy e Arembepe.

(5) O terminal (TR-BA) é afretado à Excelsior Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda até 31/12/2023.

(6) Em 2021, a contagem incluiu Alto do Rodrigues, que é uma unidade de geração solar.



1 UPGN Urucu	7 UTGSUL (Sul Capixaba)	A TERMOCEARÁ	G BAIXADA FLUMINENSE SEROPÉDICA TERMORIO TERMOMACAÉ
2 UPGN Lubnor	8 UTGCAB (Cabiúnas)	B VALE DO AÇU	H TRÊS LAGOAS
3 UPGN Guimarães	9 UPGN REDUC	ALTO DO RODRIGUES	I CUBATÃO NOVA PIRATININGA PIRATININGA
4 UPGN Catu	10 UTGCA (Caraguatatuba)	C SUAPE II TERMOCABO	J ARAUCÁRIA
5 EVF Manati	11 UPGN RPBC	D TERMOBAHIA TERMOCAÇAÇARI**	K CANOAS
6 UTGC (Cacimbas)		E GOIÂNIA II	
		F IBIRITÉ JUIZ DE FORA	

Termoeletrica Fotovoltaica

* Alivos em 31 de dezembro de 2022.

** A usina Termocacaçari está arrendada à Proquigel Química S.A. até agosto de 2030.



Gás Natural

Nosso segmento de Gás e Energia compreende processamento e transporte de gás, regaseificação de GNL (estados do Ceará, Bahia e Rio de Janeiro), geração de energia a gás, a óleo e bicombustível.

A estratégia do segmento de Gás e Energia é:

- Atuar de forma competitiva na comercialização do seu próprio gás e retirar-se totalmente da distribuição e transporte de gás.
- Otimizar o portfólio termoelétrico com foco no autoconsumo e comercialização de gás próprio.

Processamento de Gás Natural

O gás natural de nossas atividades de exploração e produção precisa ser processado em unidades de processamento para ser transformado em produtos comercializáveis. Esses produtos servem como combustível e matéria-prima para diversos usos, como veicular, industrial e residencial, bem como na indústria de fertilizantes e geração de energia termoelétrica.

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

Em dezembro de 2022, concluímos a venda de nossa participação no Polo Carmópolis, que inclui, entre seus ativos, a UPGN Atalaia. Em fevereiro de 2022 concluímos a venda de nossa participação no Polo Alagoas, que inclui, entre seus ativos, a UPGN Pilar.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNS NO BRASIL

Local	Capacidade de processamento de 2022 (milhões m ³ /d)	2022			2021			2020			
		Gás natural não processado (milhões m ³ /d)	Gás natural processado (milhões m ³ /d)	GLP (milhares de t/d)	Gás natural não processado (milhões m ³ /d)	Gás natural processado (milhões m ³ /d)	GLP (milhares de t/d)	Gás natural não processado (milhões m ³ /d)	Gás natural processado (milhões m ³ /d)	GLP (milhares de t/d)	
UTGCAB	Rio de Janeiro	24,6	21,06	14,11	0,82	21,65	15,55	0,86	22,58	17,54	0,98
UTGCA	São Paulo	20,0	13,27	12,62	0,97	11,17	10,64	0,72	12,43	11,84	0,62
UTGC	Espírito Santo	18,1	2,04	1,83	0,24	3,29	2,97	0,44	3,98	3,50	0,59
UTGSUL	Espírito Santo	2,5	0,11	0,09	-	0,31	0,26	-	0,48	0,46	-
UPGN REDUC	Rio de Janeiro	2,2	1,12	0,49	0,04	1,19	0,90	0,02	1,05	0,93	0,05
UPGN RPBC	São Paulo	2,2	0	0	0	-	-	-	0,08	-	-
UPGN LUBNOR	Ceará	0,35	0	0	0	-	-	-	-	-	-
UPGN URUCU	Amazonas	12,20	11,79	11,08	0,95	11,85	11,09	1,00	11,61	10,81	1,08
UPGN GUAMARÉ	Rio Grande do Norte	5,70	0,77	0,70	0,12	0,53	0,47	0,09	0,69	0,63	0,1
UPGN PILAR ⁽¹⁾	Alagoas	1,80	0,10	0,10	0,005	1,03	0,98	0,05	1,24	1,20	0,07
UPGN ATALAIA ⁽²⁾	Sergipe	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,20	0,02



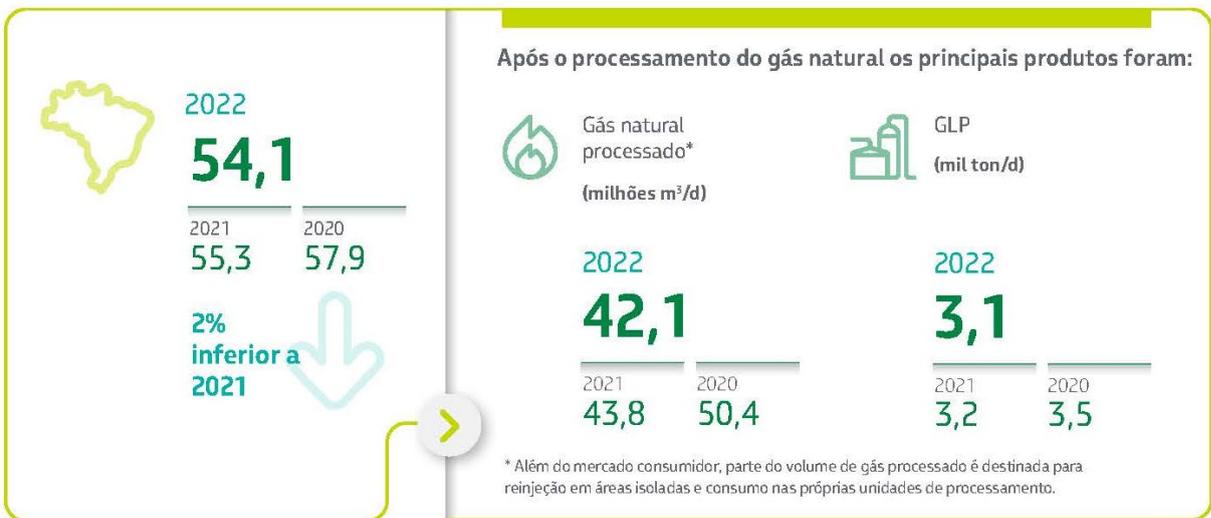
UPGN CATU	Bahia	2,00	1,35	1,12	0,00	1,16	0,95	0,00	1,22	1,06	-
UPGN CANDEIAS	Bahia	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EVF MANATI	Bahia	6,00	2,47	-	-	3,12	-	-	2,32	2,20	-
TOTAL		103,55	54,08	42,14	3,15	55,30	43,81	3,18	57,89	50,37	3,51

(1) Concluímos a venda da UPGN Pilar em fevereiro de 2022.

(2) A UPGN Atalaia entrou em hibernação em maio de 2022. Concluímos a venda desta unidade em dezembro de 2022.



Volume total médio de gás natural processado em nossas unidades (milhões m³/d)





Logística

Utilizamos um sistema de dutos para transportar o gás natural das unidades de processamento, terminais de regaseificação e da fronteira com a Bolívia até as distribuidoras locais, bem como para o consumo interno de nossas unidades. O Brasil tem um sistema integrado de gasodutos centrado em duas redes principais de gasodutos interligados, um gasoduto de conexão com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil (todos juntos medindo mais de 9.190 km).

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

Empresa	Extensão do gasoduto (km)	Nossa participação	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 and Power Brazil (25%)
TOTAL	2.643	—	—

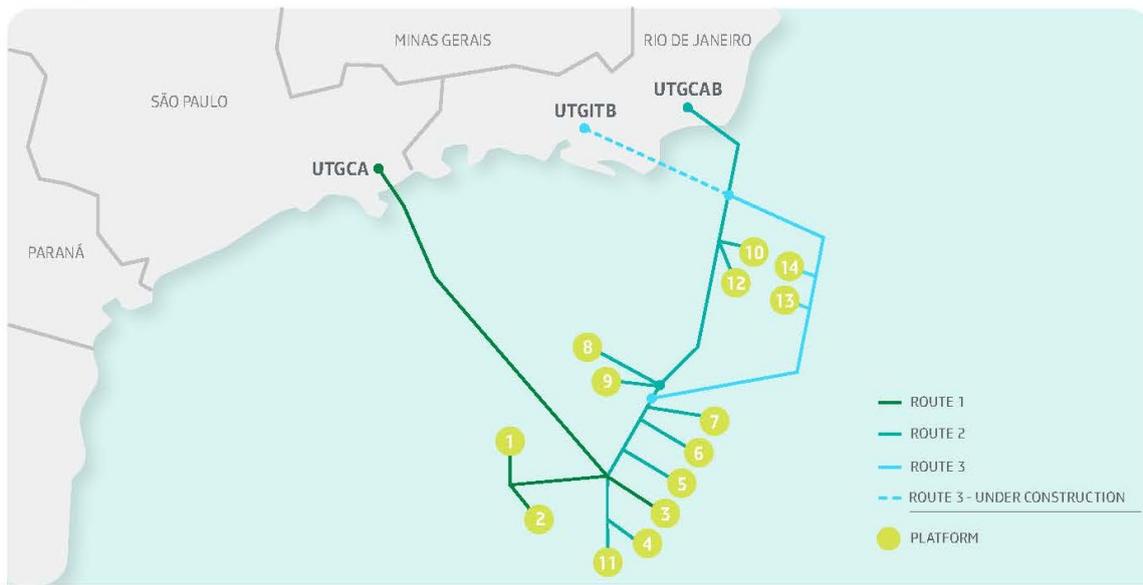
A TBG e a TSB ainda estão na fase vinculante do desinvestimento, conforme anunciado em 2021.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Além disso, fora do Brasil, detemos uma participação de 11% na Gás Transboliviano S.A. ("GTB"), responsável pelo lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.



Gás do Pré-Sal



ROUTE 1 AND GASMEX UTGCA	ROUTE 2 UTGCAB	ROUTE 3 UTGITB
Extension: 359 Km Capacity ROUTE 1: 10 mmm ³ /d Capacity GASMEX: 20 mmm ³ /d	Extension: 423 Km Capacity: 20 mmm ³ /d	Extension: 355 Km Capacity: 18 mmm ³ /d (under construction)

UNITS AND MAIN FIELDS - FLOWING GAS

1 CIDADE DE ILHABELA SAPINHÓÃ	4 P-66 TUPI	13 P-75 BÚZIOS
2 CIDADE DE SÃO PAULO PILOTO SAPINHÓÃ	5 FPSO CIDADE DE SAQUAREMA TUPI	14 P-77 BÚZIOS
3 CIDADE DE ANGRA DOS REIS TUPI	6 FPSO CIDADE DE MARICÁ TUPI	
	7 FPSO CIDADE DE PARATY TUPI	
	8 FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ TUPI	
	9 FPSO CIDADE DE MANGARATIBA TUPI	
	10 P-74 BÚZIOS	
	11 P-69 TUPI	
	12 P-76 BÚZIOS	

Para extrair gás natural de nossa produção do polo pré-sal da Bacia de Santos, além de utilizar parte da infraestrutura existente, investimos na construção de dutos submarinos (rotas) integrados às unidades de processamento, que buscam otimizar o aproveitamento do natural gás.

Investimos nas seguintes rotas de fluxo:

ROTA 1 E GASMEX: O gasoduto de 359 km consiste em dois trechos: Rota 1, que é o trecho que conecta a Plataforma de Tupi à Plataforma de Mexilhão, com capacidade de escoamento de até 10 milhões de m³/d, e GASMEX, que é o trecho que liga a plataforma de Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato ("UTGCA"), na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade de escoamento de até 20 milhões de m³/d de gás produzido no pré-sal da Bacia de Santos. Possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes.



ROTA 2: O duto de 423 km liga o 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. Ele tinha uma capacidade inicial autorizada para escoar até 13 milhões de m³/d, que depois aumentou para 16 milhões de m³/d. Em julho de 2019, a ANP autorizou o duto a operar com 20 milhões de m³/d. Possuímos 65% da Rota 2 Tupi-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: Este gasoduto de 355 km liga o pré-sal da Bacia de Santos ao ativo de processamento da Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí ("UTGITB"), na cidade de Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, com capacidade de até 18 milhões de m³/d. 307 km do gasoduto são *offshore*, e os outros 48 km *onshore*. A planta de processamento de gás natural terá duas unidades com capacidade total de processamento de 21 milhões de m³/d de gás natural, aumentando a oferta de gás natural, GLP e Gasolina Natural (C5+) ao mercado. A construção do gasoduto Rota 3 foi concluída com sucesso. No entanto, ela ainda não está em operação, pois aguarda a conclusão da planta de processamento para possibilitar o escoamento do gás previsto por essa rota, que está programada para iniciar as operações em 2024. Possuímos 100% da Rota 3.

As unidades recém-instaladas e futuras do pré-sal da Bacia de Santos serão progressivamente conectadas à Rota 2 (P-68) e à Rota 3 (P-67, P-70, P-71, FPSO Carioca, FPSO Almirante Barroso, P-78 e P-79). Todos os projetos poderão fluir por qualquer uma das três rotas de fluxo quando o sistema estiver totalmente implementado.

Comercialização e Vendas

O volume total de gás natural que entregamos em 2022 foi de 58,0 milhões de m³/d. O volume de nosso consumo de gás natural por clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, comerciais e de varejo em 2022 foi de 57,2 milhões de m³/d, representando uma queda de aproximadamente 32,3% em relação a 2021. Essa redução é atribuída principalmente ao menor despacho termoelétrico e à abertura do mercado de gás natural, o que reduziu nossa demanda não termoelétrica.

Em 2022, o consumo de gás natural por nossas refinarias foi de 11,1 milhões de m³/d, representando uma queda em relação a 2021.

Abaixo, apresentamos nossas fontes e nosso consumo em 2022:



Fontes*

OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL

35,2

(milhões m³/d)

originados da produção brasileira

17,1

(milhões m³/d)

importados da Bolívia

5,7

(milhões m³/d)

importações de GNL foram sujeitas à regaseificação nos terminais de GNL de Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Bahia (BA)



Consumo

FORNECEMOS

(milhões m³/d)

A média de

58,0

gás natural

11,4

para o mercado termelétrico (inclui nossas unidades e unidades de terceiros)

34,8

aos distribuidores de gás para o abastecimento do mercado não termelétrico

11,1

às nossas unidades de refino

0,7

foi consumido pelas transportadoras de gás natural contratadas por nós para a prestação do serviço de transporte

VENDEMOS

Através de

46

contratos com

37

clientes

tanto para o segmento termelétrico, como para o segmento não térmico, incluindo empresas de distribuição, unidades de cogeração e cinco consumidores livres



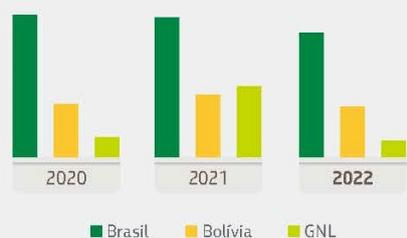
Oferta de Gás Natural (milhões m³/d)

69,3

85,4

58,0

44,1 17,6 7,5 43,1 19,7 22,6 35,2 17,1 5,7



Demanda de gás natural (milhões m³/d)

69,3

85,4

58,0

34,1 20,6 13,5 1,0 40,1 31,7 12,6 1,0 34,8 11,4 11,1 0,7



* Aparentes diferenças na soma dos números devem-se a arredondamentos.

Abertura do mercado de gás e Programa GAS+

Em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE, que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Este acordo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outras questões, aumenta a flexibilidade para terceiros terem acesso às nossas plantas de processamento e liberação de capacidade em certos contratos de transporte de gás dos quais fazemos parte. O objetivo do acordo é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes neste mercado, bem como suspender os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apuração dos nossos negócios de gás natural.

Como parte das ações concluídas em 2022 para a abertura do mercado de gás, destacamos:



- fechamento da venda de nossa participação remanescente de 49% na Gaspetro;
- assinatura do contrato de redução de flexibilidade da Petrobras com a NTS, que possibilita o acesso de outros agentes ao seu sistema de transporte;
- o Sistema Integrado de Processamento (“SIP”) entrou em operação comercial;
- assinatura dos contratos de Sistema Integrado de Processamento (“SIP”) e Sistema Integrado de Escoamento (“SIE”) com a CNOOC.

Em 2023, também tivemos os contratos de processamento com a Shell Energy Brasil Gás e a Petrogal Brasil Comercializadora entrando em operação comercial.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em 2020, iniciamos o **Programa GAS+**, que visa aumentar nossa competitividade no segmento de gás natural dentro das atuais condições de abertura de mercado do Brasil.

O GAS+ tem duas frentes amplas: a Frente Comercial e a Frente de Ativos de Alta Performance.

A Frente Comercial tem como objetivo nos preparar para atuar de forma competitiva no Novo Mercado de Gás, programa criado pelo Governo Federal brasileiro para monitorar a implementação das ações necessárias para a entrada de novos agentes no mercado de gás natural. Essa frente tem como foco oferecer a melhor experiência de relacionamento com o cliente e o desenvolvimento e a entrega de produtos com condições comerciais aderentes ao mercado aberto para atingir as metas estabelecidas de participação de mercado e lucratividade. Ela 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 acesso negociado à infraestrutura de saída e processamento de gás em nossas unidades de tratamento de gás).

A Frente de Ativos de Alta Performance visa adaptar, expandir e implantar ativos de gás e energia buscando o estado da arte em confiabilidade e eficiência, oferecendo produtos de alta qualidade em harmonia com o meio ambiente e a sociedade e assegurando a sustentabilidade dos negócios a longo prazo, incluindo a adoção de ferramentas digitais capazes de otimizar as operações de ativos.

Ao longo de 2022, foram implementadas várias iniciativas do GAS+. O desenvolvimento dessas iniciativas é monitorado periodicamente, em diferentes níveis de gestão, seguindo a estrutura de gestão de projetos estabelecida. As principais realizações de 2022 são destacadas abaixo.

Relacionadas à Frente Comercial:

- Desenvolvimento de processos e produtos customizados;
- Ampliação da carteira de clientes no ambiente de mercado aberto de gás natural, incluindo a celebração de contratos com as Refinarias de Mataripe (2024-2028) e Manaus (2022-2030);
- Negociações de compra e venda de gás natural com parceiros;
- Desenvolvimento de processos e ferramentas adequados ao novo mercado (Planejamento de Marketing / Contratação de Transportes) de forma a otimizar os contratos de transporte em chamadas públicas;
- Alinhamento dos procedimentos de programação entre os setores de gás e energia;
- Alinhamento dos procedimentos regulatórios para revisão do CVU (Custo Variável Unitário) das UTEs mercantis;
- Posicionamento no mercado de GNL e gestão de portfólio;



- Prospecção de novas oportunidades em leilões de energia; e
- Progresso na implementação da nova plataforma de Gestão do Relacionamento com o Cliente (Projeto Evoluir).

Associado à Frente de Ativos de Alta Performance:

- Conclusão da atualização na turbina a gás da usina Termorio;
- Progresso no projeto de monitoramento preditivo de máquinas de grande porte, incluindo a implementação do projeto piloto de Diagnóstico e Desempenho Avançado;
- Progresso no projeto de modernização do sistema de entrada em operação de usinas térmicas;
- Progresso nos projetos de adaptação para assegurar a disponibilidade do portfólio termoelétrico, incluindo sistema de queima suplementar, casas de filtros e sistemas de controle;
- Implementação de ferramentas digitais para suporte operacional, como detectores de disparo e assistentes pessoais digitais – PDAs, nosso sistema Conf Online, em quatro ativos adicionais;
- Progresso no projeto de construção da UTG Itaboraí, incluindo análise de documentação e testes em sistemas de serviços públicos;
- Avanço no projeto da UTE GASLUB, incluindo a conclusão de projetos conceituais do Condensador do Resfriador de Ar e Torre de Resfriamento Úmido, bem como contratos de projetos básicos e estudos ambientais; e
- Avanço no projeto *offshore* BM-C-33, com a conclusão do projeto básico de escopo *onshore* e a aprovação do contrato com a Equinor.

Contratos de venda de gás natural e compromissos a longo prazo de compra e transporte de gás

Vendemos nosso gás principalmente para empresas locais de distribuição de gás e usinas movidas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento de médio prazo padrão *take-or-pay*. Os consumidores livres são consumidores que, quando elegíveis, podem negociar livremente suas compras de gás natural de vários fornecedores, em vez de comprar diretamente de uma única distribuidora. As fórmulas de preço sob esses contratos estão alinhadas principalmente com os preços do petróleo Brent, indicadores de preço do GNL (Henry Hub Japan e Korea Marker) e do dólar americano. Eles foram negociados sob a nova lei de gás.

Ao longo de 2022, firmamos novos compromissos de fornecimento de gás natural, totalizando um compromisso para 2023 em torno de 31,9 milhões de m³/dia com distribuidoras locais (incluindo cerca de 7,5 milhões de m³/dia ainda sob liminares legais – CEG, CEG-RIO e SERGÁS) e 2,2 milhões de m³/dia com consumidores livres.

Quando iniciamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (“GASBOL”) em 1996, celebramos um Contrato de Fornecimento de Gás (“GSA”) de longo prazo com a estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”), para comprar determinados volumes mínimos de gás natural com base em entrega média ou pagamento de 30 mmm³/dia, a preços vinculados ao preço global do óleo combustível. O fornecimento de gás sob o GSA começou em 1º de julho de 1999 e, até o momento, devido a retiradas já realizadas, alterações na entrega ou no pagamento e compromissos *take-or-pay* descritos abaixo, prevemos uma possível rescisão do contrato até 2028.

Em cumprimento do nosso compromisso firmado com o CADE em julho de 2019, no qual concordamos em contribuir para a abertura do mercado brasileiro de gás e para o estímulo da concorrência incentivando a entrada de novos agentes, em março de 2020, nós e a YPFB assinamos o Aditivo nº 8 ao GSA, reduzindo os volumes contratados de 30 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia.



Em abril de 2022, considerando que a produção boliviana não seria suficiente para abastecer os mercados argentino e brasileiro no inverno, a YPFB divulgou o compromisso de vender volumes adicionais de gás natural para a Argentina a um preço mais alto. Além disso, a YPFB anunciou que, a partir de maio de 2022, reduziria unilateralmente as entregas de gás natural em quatro milhões de m³/dia.

Iniciamos negociações com a YPFB buscando uma solução comercial, bem como a aplicação de meios de reparação contratuais para falhas de entrega. Como resultado das negociações, celebramos o Aditivo nº 11 ao GSA com a YPFB em agosto de 2022, ajustando os volumes contratados comprometidos de um valor fixo para um compromisso sazonal para as condições de entrega e *take-or-pay*, bem como incluindo um segundo ponto de entrega para fornecimento de gás natural para a Usina Termoelétrica de Cuiabá, no Mato Grosso. Considerando o saldo contratual em 31 de dezembro de 2022, esses ajustes também implicaram na potencial prorrogação do contrato até meados de 2028, se as condições *take-or-pay* forem cumpridas, ou início de 2026, se os volumes de retirada de entrega ou pagamento forem levados em consideração. Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte “Jurídico e Tributário – Regulamentação – Regulamentação do Negócio” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em relação aos contratos de transporte, firmamos acordos com (i) a GTB, que opera a rede de transmissão na Bolívia, conectando a produção de gás boliviana à fronteira brasileira, e (ii) TBG, TAG e NTS, que operam a rede de transmissão brasileira. Os contratos têm durações diferentes, algumas das quais de longo prazo. Desde 2019, o processo de abertura do mercado começou com leilões públicos para contratação de capacidade na rede de transporte da TBG. Esse processo prosseguiu com os Acordos de Redução de Flexibilidade firmados com a TAG em 2021 e com a NTS em 2022, possibilitando o acesso a outros operadores brasileiros de sistemas de transporte.

A tabela abaixo apresenta o potencial efeito dos compromissos contratuais sob os contratos acima para o período de cinco anos de 2023 a 2027.



COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL

	2023	2024	2025	2026	2027
Para clientes não termoeletrônicos					
Partes relacionadas (mmm ³ /d) ^{(1) (2) (3)}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terceiros (mmm ³ /d) ^{(2) (3)}	26,4	7,6	7,0	0,0	0,0
Para usinas a gás					
Partes relacionadas (mmm ³ /d) ^{(1) (2) (3)}	7,14	4,21	2,69	2,76	3,63
Terceiros (mmm ³ /d) ^{(2) (3)}	3,05	1,93	1,51	0,71	0,00
Total (mmm³/d) ^{(1) (2) (3)}	36,63	13,77	11,18	3,46	3,63
Valores estimados a faturar (US\$ milhões) ⁽³⁾⁽⁴⁾	7.382,00	2.633,62	2.150,95	968,59	495,09
Compromissos de Compra					
Compromissos de compra para YPFB					
Obrigação de volume (mmm ³ /d) ⁽⁵⁾	11,05	12,95	5,60	2,51	1,80
Obrigação de volume (mmcf/d) ⁽⁵⁾	390,38	457,33	197,76	88,80	63,65
Projeção do Petróleo Bruto Brent (US\$) ⁽⁶⁾	85,00	80,00	75,00	70,00	65,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁷⁾	1.494,85	1.130,99	804,63	482,27	252,42
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) ⁽⁸⁾	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Contrato ship-or-pay com a TBG ⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾					
Compromisso de volume (mmm ³ /d) ⁽⁹⁾	14,71	12,90	12,72	11,27	11,20
Compromisso de volume (mmcf/d)	519,59	455,63	449,24	398,07	395,52
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	26,38	15,95	14,95	6,64	6,31
Contrato ship-or-pay com a NTS					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	158,21	158,21	158,21	114,40	114,40
Compromisso de volume (mmcf/d)	5.586,96	5.586,96	5.586,96	4040,00	4040,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ^{(8) (12)}	1.404,32	1.409,94	1.409,94	1.025,64	1.044,35
Contrato ship-or-pay com a TAG					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	73,58	73,58	73,58	52,00	52,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	2598,4	2598,4	2598,4	1.836,19	1.836,19
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾⁽¹³⁾	1.612,25	1.618,70	1.618,70	1.239,29	1.261,90

(1) Para fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as distribuidoras locais de gás e usinas de geração de energia nas quais temos participação acionária e "terceiros" referem-se àquelas nas quais não temos participação acionária.

(2) Os volumes estimados são baseados no nosso Plano Estratégico.

(3) As estimativas são baseadas em vendas externas e não incluem consumo interno ou transferências.

(4) Os preç os podem ser ajustados no futuro, conforme fórmula definida em contrato, e os valores reais podem variar.

(5) Estimativa de retirada com base na média diária do compromisso atual de volume *take-or-pay*. Independentemente da retirada, 23,95% do volume contratado deverá ser fornecido pela Petrobras Bolívia

(6) Previsão do preç o do Petróleo Bruto Brent com base no nosso Plano Estratégico.

(7) Os pagamentos estimados são calculados usando os preç os de gás esperados para cada ano com base em nossa previsão do preç o do Petróleo Bruto Brent. Os preç os do gás podem ser ajustados no futuro com base em cláusulas contratuais e as quantidades de gás natural compradas por nós podem variar anualmente.

(8) Valores calculados com base nos preç os atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

(9) Os volumes podem aumentar como resultado de chamadas públicas para a contratação de capacidade.

(10) O contrato *ship-or-pay* com a TBG apresentado   eliminado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, uma vez que tal contrato é considerado transações interempresas.

(11) A soma dos contratos legados (TCO e CPAC) foi considerada com os novos contratos de entrada e saída, objeto de chamada pública.

(12) Os pagamentos estimados da Petrobras   NTS serão reduzidos mensalmente para refletir os pagamentos feitos por outras empresas   NTS nos contratos de transporte de gás firmados em decorrência do acordo de redução de flexibilidade firmado entre a Petrobras e a NTS em setembro de 2021.

(13) Os pagamentos estimados da Petrobras   TAG serão reduzidos mensalmente para refletir os pagamentos feitos por outras empresas   TAG nos contratos de transporte de gás firmados em decorrência do acordo de redução de flexibilidade firmado entre a Petrobras e a TAG em dezembro de 2021.



Distribuição

As distribuidoras fornecem gás por meio de suas redes de distribuição para consumidores comerciais, residências, indústrias, veículos e usinas termoelétricas.

Detemos 51% de participação na Gaspetro, *holding* que consolidou nossas participações societárias em 18 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural. A Mitsui detém os 49% restantes. Seguindo o nosso compromisso com o CADE, em julho de 2021, assinamos a venda de nossa participação na Gaspetro para a Compass Gás e Energia S.A. A conclusão da venda ocorreu em julho de 2022. Essa venda marcou a nossa saída do setor de distribuição de gás no Brasil.

Para mais informações sobre nosso processo de desinvestimento, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em 2022, do total de 34,10 milhões de m³/d de gás vendido às distribuidoras, 15% foram distribuídos por meio de distribuidoras cuja participação era parcialmente detida pela Gaspetro até julho de 2022, quando concluímos a venda da empresa.

Energia

As necessidades brasileiras de eletricidade são atendidas principalmente por usinas hidrelétricas e outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, diesel, gás natural usado em termoelétricas e outras). O Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) e o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) estão envolvidos na regulação do mercado de energia elétrica no Brasil.

As usinas hidrelétricas dependem do nível anual de chuva. Quando as chuvas são abundantes, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade. Como consequência, nessas circunstâncias, há menor demanda de geração de energia por termoelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica a partir de um complexo gerador que consiste em 15 usinas termelétricas que possuímos ou arrendamos, operando sob o regime de autorização como produtor independente de energia. Elas são movidas a gás natural ou diesel, com capacidade instalada total de 5.375 MW. Essas usinas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2022, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 74,76 MW médios. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 3.419 MW médios (1.756 MW médios em 2020 e 2.028 MW médios em 2019). Esse aumento no total de eletricidade gerada deveu-se a uma forte estiagem em 2021, levando os reservatórios das hidrelétricas a níveis baixos que exigiam geração térmica.

Além disso, temos participação em outros projetos de geração de energia. Isso soma 215 MW à nossa capacidade de geração de eletricidade.

VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE ⁽¹⁾

	2022	2021	2020
Vendas de eletricidade (ACL) – MW médio ⁽²⁾	1.099	1.150	837
Vendas de eletricidade (ACR) – MW médio	2,053	2,439	2,404
Geração de eletricidade – MW médio	859	3.419	1.756

(1) O valor de geração na tabela acima inclui apenas as usinas onde administramos a operação.

(2) Inclui vendas de eletricidade do segmento de Gás e Energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.



Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade de geração futura

De acordo com o regime de preços de energia do Brasil, uma usina termelétrica só pode vender eletricidade que seja 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 no sistema brasileiro de complementar a energia hidrelétrica durante os períodos de chuvas desfavoráveis. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada por 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 distribuidoras de energia (disponibilidade em modo de espera) e por meio de contratos bilaterais celebrados com clientes livres e utilizados para atender às necessidades de energia de nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitado pelo ONS. Além do pagamento de capacidade, as usinas termelétricas também recebem reembolso de custos variáveis (declarados ao MME para cálculo da capacidade comercial certificada) incorridos sempre que são solicitadas a gerar eletricidade.

Em 2022, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos foi de 3,206 MW médios. Nossa capacidade total de geração foi de 5.313 MW médios. Do total de 4.079 MW médios de capacidade comercial disponível para venda em 2022, aproximadamente 50% foram vendidos como disponibilidade em modo de espera em leilões públicos no mercado regulado (contra 58% em 2021) e aproximadamente 27% foram comprometidos em contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas a partes relacionadas (em comparação com 27% em 2021).

De acordo com os termos dos contratos de disponibilidade de reserva, recebemos um valor fixo, independentemente de gerarmos ou não energia. Além disso, sempre que temos que entregar energia de acordo com esses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia entregue que é definido na data do leilão e é revisado mensalmente ou anualmente, com base nos índices internacionais de preços de combustível ajustados pela 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 E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA INSTALADA

	2022	2021	2020
Capacidade instalada (MW)	5.313	5.490	6.131
Capacidade comercial certificada (MW médio)	3.206	3.461	3.524
Compras no mercado livre (MW médio)	873	787	693
Capacidade comercial disponível (Lastro) (MW médio)	4.079	4.248	4.193

A tabela abaixo mostra a alocação de nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:



ELETRICIDADE VENDIDA

	2022	2021	2020
Compromissos de venda totais (MW médio)	3.152	3.605	3.242
Contratos bilaterais	771	778	496
Consumo interno	328	372	342
Leilões públicos para distribuidoras	2,053	2,455	2,404
Volume de geração (MW médio)	859	3.419	1.756
Receitas (US\$ milhões)⁽¹⁾	1.870	3.710	1.855

(1) Inclui receitas de vendas de eletricidade do segmento de Energia para outros segmentos operacionais, 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⁾ (MW)

	Tipo ⁽²⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽²⁾	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Ativos sob Gestão da Petrobras (próprio, arrendado ou controlado)	1	UTE	Ibirité	NG	235	100%	235	-
	2		Baixada Fluminense	NG	530	100%	530	-
	3		Seropédica	NG/DO	360	100%	360	-
	4		Cubatão	NG	249,9	100%	249,9	-
	5		Nova Piratininga	NG	386	100%	386	-
	6		Piratininga	NG	190	100%	190	-
	7		Termorio	NG	989,2	100%	989,2	-
	8		Juiz de Fora	NG/ET	87	100%	87	-
	9		Três Lagoas	NG	386	100%	386	-
	10		Termomacacé	NG	922,6	100%	922,6	-
11	Sul	Canoas	DO/NG	248,6	100%	248,6	-	
12	Nordeste	Termobahia	NG	186	100%	186	-	
13		Vale do Açu	NG	323	100%	323	-	



	Tipo ⁽²⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽²⁾	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
14			Termoçarã	NG/DO	220	100%	220	-
Gestão da Petrobras					5.313	100%	5.313	
15	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-
Subtotal de Gestão da Petrobras					5.314		5.314	

	Tipo ⁽²⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽²⁾	Capacidade e Instalada	Participação ou PIE	Capacidade e da Petrobras	Parceiros
Participações da Petrobras	1	Sudeste/Centro-Oeste	Goiânia II	DO	140,3	30%	42	Enegen Participações S.A.: 70%; Petrobras: 30%
	2	Sul	Araucária	NG	484	18,80%	91	Copel: 20,3%; Copel GeT: 60,9%; Petrobras: 18,8%
	3		Suape II	FO	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%, Petrobras: 20%
	4	UTE	Nordeste	Termocabo	FO	50	12%	6
Subtotal de Participações da Petrobras					1.055		215	
TOTAL					6.369		5.529	

(1) A usina Termocamaçari, movida a gás natural e com capacidade instalada de 120MW, está arrendada à Proquigel Química S.A. até agosto de 2030.

(2) NG — Gás Natural; FO — Óleo Combustível; DO — Diesel; ET — Etanol; PIE — Produtor de Energia Independente; UTE - Usina Termelétrica; PCH — Pequena Central Hidrelétrica; PV — Fotovoltaico.



Os contratos de nossa usina termelétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ou “ACR”) e sua respectiva energia contratada e data de vencimento do contrato estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

Região	Central Elétrica	Energia contratada (MW médio)	Data de vencimento do contrato
Sudeste /Centro-Oeste	Baixada Fluminense	416,4	2033
	Seropédica	278,0	2023
	Cubatão	141,0	2024
		98,3	2025 a 2039
		64,2	2026 a 2040
	Termorio	704,0	2022 (352MW), 2024 (352MW)
	Três Lagoas	127,0	2023
	Ibirité	45,6	2022
Termomacaé	200,0	2025	
Nordeste	Termo Ceará	141,0	2023 (64MW) e 2024 (77MW)

Os contratos de reserva de capacidade de nossas usinas termoelétricas e a duração do contrato estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS DE RESERVA DE CAPACIDADE

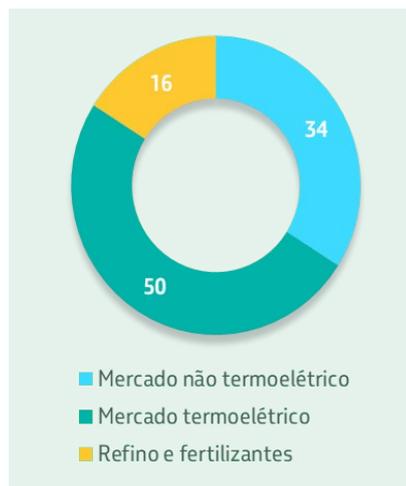
Região	Central Elétrica	Energia disponível contratada (MW médio)	Duração do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Termorio	922,35	Julho de 2026 a junho de 2041
	Ibirité	197,87	Julho de 2026 a junho de 2041
	Termomacaé	782,78	Julho de 2026 a junho de 2041

Também temos investimentos em fontes renováveis de geração de energia no Brasil. Possuímos uma usina solar, Usina Fotovoltaica de Alto do Rodrigues com um MW de capacidade solar.

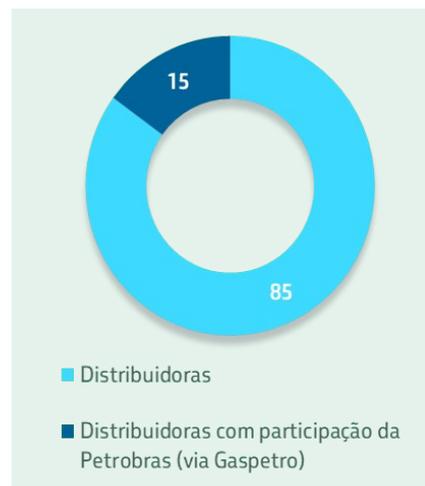
Cientes e Concorrentes

O gás natural é comercializado para 37 clientes, a maioria distribuidoras. Toda a demanda por gás natural inclui nossos mercados não termoeletricos, termoeletricos, de refino e 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⁽¹⁾ (% vol)



MERCADO TERMOELÉTRICO (% vol)



(1) O gráfico do mercado não térmico inclui nossa participação até julho de 2022, quando concluímos a venda da Gaspetro e encerramos nossa participação nesse mercado.

Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente às distribuidoras ou termoeletricas. 2022 marcou um aumento da concorrência, com novos contratos entre produtores e clientes, como esperado devido à regulamentação que melhorou o marco regulatório do setor de gás natural e estabeleceu diretrizes para o mercado aberto.

O transporte de gás natural também constitui monopólio do Governo Federal brasileiro e pode ser exercido mediante concessão ou autorização de empresas constituídas de acordo com a legislação brasileira, com sede e administração no país. Vendemos nossa participação na TAG, em julho de 2020, e na NTS, em abril de 2021, e estamos negociando a venda de nossa participação na TBG.

Atuamos no segmento de distribuição de gás natural até julho de 2022, por meio de participação indireta em distribuidoras estatais. Em julho de 2022, vendemos nossa participação na Gaspetro, *holding* que detém participações em distribuidoras estatais.

Ao longo de 2022, tivemos êxito na negociação de uma solução para algumas das disputas iniciadas em 2021 para manter as condições de fornecimento de gás natural com as distribuidoras locais, encerrando as disputas com a Companhia de Gás do Ceará ("CEGÁS"), com a Companhia de Gás de Santa Catarina ("SCGÁS") e com a Companhia de Gás do Espírito Santo ("ESGAS"). Para algumas outras disputas, apresentamos apelações em tribunal e apresentamos pedidos de arbitragem, mas ainda estamos negociando uma solução com certas outras distribuidoras locais.

No segundo semestre de 2022, as distribuidoras locais lançaram chamadas públicas para compra de gás natural a partir de 2023. Oferecemos a essas distribuidoras produtos com prazos de cinco e nove anos, indexados ao Brent, com fornecimento a partir de janeiro de 2024. Entre essas chamadas públicas, até o fim de 2022, assinamos novos contratos com a SCGÁS, Companhia de Gás de Minas Gerais ("GASMIG"), Companhia Paranaense de Gás ("COMPAGAS") e Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul ("SULGÁS").



No segmento de energia, atuamos na geração e comercialização. Na geração, concorremos com termoeletricas de terceiros, além de outros geradores com outras fontes de energia (hidrelétrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, competimos com outros comercializadores de energia e atuamos no mercado regulado (distribuidoras de energia) e no mercado livre (comercializadores e consumidores livres/grandes consumidores). Temos 114 clientes e fornecedores, dos quais 34 são distribuidoras, 20 são comercializadores, sete são empresas geradoras e 53 são consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente do setor responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

Fertilizantes

Temos três fábricas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia, ("FAFEN-BA"), outra no estado de Sergipe ("FAFEN-SE") e uma subsidiária localizada no Paraná, Araucária Nitrogenados S.A. ("ANSA"). 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, 319.000 de t/ano de sulfato de amônio e 800.000 de t/ano de ARLA-32. Também temos uma Unidade de Fertilizantes Nitrogenados inacabada (UFN-III) no Mato Grosso do Sul. A construção da UFN-III teve início em setembro de 2011, mas foi interrompida em dezembro de 2014, com cerca de 81% da construção física concluída.

Seguimos com nossa estratégia de sair do mercado de fertilizantes e focar em ativos que gerem maior retorno financeiro e sejam mais aderentes ao nosso negócio. Para tanto, desde agosto de 2020, após hibernação em 2019, nossas plantas localizadas na Bahia e Sergipe estão operando sob contrato de arrendamento com a Proquigel Química S.A. ("Proquigel Química"), empresa do Grupo Unigel por um prazo inicial de 10 anos, prorrogáveis por mais 10 anos.

Em janeiro de 2020 a ANSA foi hibernada e, desde setembro de 2020, trabalhamos no seu processo de desinvestimento. Em dezembro de 2022, anunciamos o cancelamento do processo competitivo para a venda de todas as nossas ações na ANSA e que avaliaremos as próximas etapas relacionadas ao desinvestimento da ANSA.

Adicionalmente, desde 2020 seguimos o processo de desinvestimento da UFN-III. Em abril de 2022, anunciamos o cancelamento do processo de venda da UFN-III após a rejeição do plano de negócios proposto pelo potencial comprador em função da não obtenção de certas aprovações governamentais necessárias para que a transação prosseguisse. Em maio de 2022, retomamos a licitação do processo de desinvestimento. Em janeiro de 2023, anunciamos o encerramento do processo competitivo para a venda e avaliaremos as próximas etapas em linha com o nosso Plano Estratégico.



Gestão de Portfólio

Nossa gestão ativa de portfólio abrange investimentos e desinvestimentos e é impulsionada por nosso processo de parceria e desinvestimento, que visa melhorar nossas eficiências operacionais e retorno sobre o capital e para gerar valor para nossos negócios. Atualmente, nossas parcerias e desinvestimentos compreendem a venda de participações minoritárias, majoritárias ou totais em algumas de nossas subsidiárias, afiliadas e ativos para investidores estratégicos ou financeiros ou por meio de ofertas públicas.

Nosso portfólio de desinvestimentos contém mais de 50 ativos em diferentes estágios do processo de venda. Além de contribuir para a meta de alavancagem da empresa, os desinvestimentos ajudam a melhorar a alocação de capital e, conseqüentemente, a gerar valor para o acionista.

Em linha com o TCU, diretrizes e a legislação vigente, são divulgadas ao público as seguintes etapas de nossos projetos de desinvestimento:

 Divulgação de Oportunidade (Teaser)	Etapa em que é tornada pública a intenção do desinvestimento e os potenciais interessados são convidados a participar do processo competitivo.
 Início da Fase Não Vinculante (Quando Aplicável)	Etapa opcional, realizada para identificar e selecionar os participantes realmente interessados na aquisição e que enxergam maior valor nos ativos/empresas.
 Início da Fase Vinculante	Etapa onde é feita a seleção da melhor oferta feita pelos potenciais interessados, de forma a maximizar o valor das vendas.
 Concessão de Exclusividade na Negociação (Quando Aplicável)	Etapa opcional, que ocorre quando a exclusividade é formalmente concedida a um potencial comprador, após a fase vinculante.
 Aprovação da Transação pela Alta Administração (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) e Assinatura de Acordos	Etapa na qual são celebrados os acordos de compra e venda (ou cessão de direitos) contendo as condições da transação, incluindo as condições precedentes para o fechamento.
 Fechamento da Transação	Etapa em que a transação é concluída com o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato.



De 1º de janeiro de 2022 a 29 de março de 2023, concluímos, entre outros, os seguintes desinvestimentos.

Data de assinatura	Data de conclusão	Principais transações	Valor da transação nominal (1) (US\$ bilhões)
05/07/2021	04/02/2022	Venda da totalidade da nossa participação detida em sete campos <i>onshore</i> e de águas rasas localizados no estado de Alagoas, denominados coletivamente Polo Alagoas	0,300
17/12/2020	10/05/2022	Venda da totalidade da nossa participação detida em 14 concessões de exploração e produção <i>onshore</i> , localizadas na Bahia, conhecidas coletivamente como Complexo do Recôncavo	0,250
28/04/2022	05/07/2022	Venda da totalidade da nossa participação (27,88%) detida na Deten Química S.A. (Deten)	0,117 ²
28/07/2021	11/07/2022	Venda da nossa participação (51%) detida na Petrobras Gas S.A. ("Gaspetro")	0,394 ²
29/01/2021	03/08/2022	Venda da totalidade da nossa participação nos campos de águas rasas de Peroá e Congoá e na concessão de águas profundas BM-ES-21, conhecidas coletivamente como Complexo Peroá	0,055
14/08/2020	05/08/2022	Venda da totalidade da nossa participação no campo <i>onshore</i> da Fazenda Belém e Icapuí, no Ceará	0,035
11/11/2021	04/11/2022	Venda da Unidade de Industrialização de Xisto (SIX) no Paraná	0,033
25/08/2021	30/11/2022	Venda de ativos de refino e logística associada da Refinaria Isaac Sabbá ("REMAN") no Amazonas	0,190
23/12/2021	20/12/2022	Venda da totalidade da nossa participação em 11 campos <i>onshore</i> localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas, conhecidos coletivamente como Polo Carmópolis	1,100
12/07/2021	22/12/2022	Venda da totalidade da nossa participação no campo Papa-Terra, localizado em águas profundas da Bacia de Campos	0,106
28/04/2022	26/01/2023	Venda da totalidade da nossa participação no campo Albacora Leste, localizado em águas profundas na Bacia de Campos	2,201
TOTAL			4,780

(1) Inclui valores acordados na assinatura da transação.

(2) Essas transações foram denominadas em R\$. Dessa forma, para fins de composição da tabela, os valores foram convertidos pela taxa de câmbio (PTAX) da data da assinatura.

De 1º de janeiro de 2022 a 29 de março de 2023, assinamos acordos para transações que estão atualmente pendentes de fechamento. A conclusão de tais transações está sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes contratuais e legais.



Data de assinatura	Principais transações	Valor da transação nominal ⁽¹⁾ (US\$ bilhões)
09/07/2020	Venda da totalidade da nossa participação no campo <i>offshore</i> da Pescada, Arabaiana e Dentão, no Rio Grande do Norte	0,002
31/01/2022	Venda da totalidade da nossa participação detida em 26 campos <i>onshore</i> e de águas rasas e também toda a participação detida na Clara Camarão localizada na Bacia Potiguar, conhecidos coletivamente como Polo Potiguar	1,385
23/02/2022	Venda da totalidade da nossa participação em 4 campos <i>onshore</i> localizados na Bacia de Espírito Santo, conhecidos coletivamente como Polo Norte Capixaba	0,544
25/05/2022	Venda de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) no Ceará	34
24/06/2022	Venda da totalidade da nossa participação detida em dois conjuntos de concessões marítimas nas águas profundas do pós-sal, conhecidos como Complexo Golfinho e Complexo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo	75
TOTAL		2,040

(1) Valores acordados na assinatura de cada transação, sujeitos a ajuste no fechamento.

(2) Essas transações foram denominadas em R\$. Dessa forma, para fins de composição da tabela, os valores foram convertidos pela taxa de câmbio (PTAX) da data da assinatura.



Acordos com o CADE

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, que consolida os acordos entre as partes relacionadas à (i) realização de desinvestimento de ativos de refino e (ii) promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Em 2021, assinamos três aditivos a esses contratos, alterando os prazos de assinatura para desinvestimento de alguns ativos. Em 2022, assinamos um aditivo para alterar os prazos de assinatura e fechamento para o desinvestimento de alguns ativos.

Contrato de refino

Com a assinatura do contrato de refino, entre outros compromissos relacionados, assumimos o compromisso de desinvestir aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino a contar da data de assinatura do acordo, o que representa a venda integral de sete refinarias (REPAR, REFAP, RLAM, RNEST, REGAP, LUBNOR, REMAN) e de uma unidade de industrialização de xisto (SIX) com a logística associada.

O contrato prevê ainda que, dos seguintes subgrupos (i), (ii) e (iii) abaixo, as empresas listadas não podem ser adquiridas pelo mesmo comprador ou por empresas do mesmo grupo econômico, visto que as empresas listadas em cada subgrupo são consideradas concorrentes entre si: (i) RLAM e RNEST; (ii) REPAR e REFAP; e (iii) REGAP e RLAM. Um agente externo por nós contratado, de acordo com especificações a serem estabelecidas de comum acordo, acompanha o cronograma e o cumprimento dos compromissos assumidos com o CADE.

Apesar de termos encerrado o processo de desinvestimento para a REPAR, a RNEST e a REFAP em 2021, retomamos o processo de desinvestimento em junho de 2022.



Em junho de 2022, anunciamos a venda da LUBNOR para a Grepar Participações Ltda. A transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, como a aprovação pelo CADE.

Em novembro de 2022, concluímos a venda da SIX para a Forbes & Manhattan Resources Inc, pois todas as condições precedentes foram cumpridas, incluindo o contrato de royalties. Ainda operamos a unidade por um período de transição de até 15 meses. Em novembro de 2022, também fechamos a venda da REMAN para a Ream Participações S.A. e anunciamos o encerramento do processo de desinvestimento da REGAP.

Estamos negociando novos termos com o CADE para as refinarias que ainda não foram vendidas.

Contrato de gás natural

O contrato de gás natural inclui a venda de nossa participação em empresas de transporte:

- 10% de participação na NTS;
- 10% de participação na TAG;
- 51% de participação na TBG; e
- Da nossa participação indireta em distribuidoras de gás, seja pela venda de nossa participação de 51% na Gaspetro ou pela venda de participação indireta em distribuidoras.

Em nossos sistemas de transporte, trabalhamos para especificar os volumes máximos de injeção e retirada em cada ponto de recebimento e área de entrega para ajustes adicionais nos atuais contratos de serviço de transporte para que as transportadoras, sob supervisão da ANP, possam oferecer a capacidade restante aos mercados, permitindo assim que outras empresas utilizem o restante da rede de transporte. Além disso, estamos comprometidos com outras ações, como: (i) negociar o acesso aos ativos de saída e processamento, (ii) abster-se de adquirir novos volumes de gás de parceiros/terceiros, exceto em determinadas situações previstas no contrato; e (iii) arrendamento do terminal de regaseificação no estado da Bahia.

Em 2021, avançamos em várias frentes, incluindo a locação de um terminal de regaseificação no estado da Bahia e a assinatura de um contrato de uso de uma planta de processamento de gás natural na UPGN Guimarães. Em 2022, assinamos um acordo de flexibilidade com a NTS, que permite o acesso de outros agentes ao seu sistema de transporte.

Em relação ao compromisso de negociar o acesso aos nossos dutos de evacuação e plantas de processamento, iniciamos a operação comercial com a Potiguar E&P em Guimarães em 1º de janeiro de 2022. Na mesma data, Shell, Petrogal, Equinor, Petroreconcavo, Origem e Repsol Sinopec iniciaram a operação comercial dos contratos de *swap*. Em maio de 2022, também assinamos contratos de *swap* com a 3R para o gás das Bacias do Recôncavo e Rio Ventura. Esses contratos são uma solução provisória desenvolvida para conceder acesso a essas empresas a alguns de nossos dutos de evacuação e instalações de processamento. Em contraste, negociações, acordos de acesso ou condições prévias de outros contratos estão sendo concluídas. Sob esses contratos de *swap*, compramos o gás rico do produtor, evacuamos e/ou processamos e, posteriormente, vendemos de volta o gás processado para a mesma empresa, permitindo que ela acesse o mercado brasileiro de gás natural diretamente.

O contrato tem como objetivo preservar e proteger as condições competitivas, abrir o mercado brasileiro de gás natural, incentivar a entrada de novos agentes nesse mercado e suspender os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apurar nossos negócios de gás natural.



Além disso, temos em nosso portfólio outros projetos em fase de estruturação e acreditamos em uma estratégia de gestão de nosso portfólio que foca em ativos essenciais, a fim de melhorar nossa alocação de capital, possibilitar a redução de custos de capital e, por fim, aumentar a criação de valor para nós e nossas ações.

Divulgamos os *teasers*, fases não vinculantes e vinculantes relacionadas aos seguintes ativos que atualmente fazem parte do nosso portfólio de desinvestimentos.

Fase	Resumo do escopo das principais transações ⁽¹⁾
Teaser ou Não vinculante	Venda da totalidade da nossa participação na Petrobras Operaciones S.A. (POSA) na Argentina
	Venda de rede de fibra óptica <i>onshore</i> no Brasil
	Venda de ativos de refino e logística associada no Brasil: Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco, Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) no Paraná e na Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) no Rio Grande do Sul
	Venda da totalidade da nossa participação (18,8%) na UEG Araucária (UEGA)
Vinculante	Venda da totalidade da nossa participação (20%) na MP Gulf of Mexico LLC. (MPPG) localizada no Texas, EUA, proprietária de campos de petróleo <i>offshore</i> no Golfo do México
	Venda de direitos minerários para pesquisa e mineração de sais de potássio localizados na Bacia do Amazonas
	Venda da totalidade da participação (34,54%) na Metanor
	Venda de parte da nossa participação (40%) nas concessões exploratórias BM-POT-17, onde está sendo desenvolvido o Plano de Avaliação de Descoberta do poço Pitu, e na concessão POT-M-762_R15 (bloco POT-M-762), localizada em águas profundas na Bacia Potiguar - Margem Equatorial - no Rio Grande do Norte
	Venda da totalidade da nossa participação nos campos de Uruguá e Tambaú, localizados em águas profundas na Bacia de Santos, Rio de Janeiro, denominados coletivamente Polo Uruguá-Tambaú
	Venda integral da nossa participação societária (51%) na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil ("TBG")
	Venda integral da nossa participação societária (25%) na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. ("TSB")
	Venda da totalidade da nossa participação em 28 campos <i>onshore</i> localizados nas Bacias do Recôncavo e Tucano, conhecidos coletivamente como Polo Bahia Terra
	Venda da totalidade da nossa participação na Petrobras Colombia Combustibles ("PECOCO")
	Venda da totalidade da nossa participação em 11 campos de produção localizados em águas rasas na Bacia de Campos, conhecidos coletivamente como Complexo de Garoupa
	Venda da totalidade da nossa participação (100%) detida na Petrobras Biocombustíveis S.A. ("PBIO"), incluindo as usinas de biodiesel.
	Venda da totalidade da nossa participação em cinco empresas de geração de eletricidade: Brasympe Energia S.A. ("Brasympe") e Energética Suape II S.A. ("Suape II")
Venda da totalidade da nossa participação no campo de Manati, uma concessão de produção marítima de águas rasas localizada na Bacia de Camamu, na Bahia	
Venda da totalidade da nossa participação nos campos Atum, Curimã, Espada e Xaréu, localizados em águas rasas na sub-bacia do Mundaú, no Ceará, denominados coletivamente Polo Ceará	

(1) Informações atualizadas em 29 de março de 2023.

Conforme anunciado ao mercado em 1º de Março de 2023, recebemos uma carta oficial do MME solicitando a suspensão das alienações de ativos por 90 (noventa) dias, em razão da reavaliação da Política Energética Nacional atualmente em curso e da instauração de nova composição do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), respeitadas as regras de governança da Companhia, compromissos assumidos com entes governamentais e sem colocar em risco interesses intransponíveis da Petrobras. Nosso Conselho de Administração analisará os processos em curso, sob a ótica do direito civil e dentro das regras de



governança, bem como eventuais compromissos já assumidos, suas cláusulas punitivas e suas consequências, para que as instâncias de governança avaliem potenciais riscos jurídicos e econômicos decorrentes, observadas as regras de sigilos e as demais normas de regência aplicáveis

Em 17 de março de 2023, nossa Diretoria Executiva encaminhou para apreciação do nosso Conselho de Administração a seguinte proposta de resposta à carta do MME para sua revisão. Tal resposta proposta afirma que: *"procedemos o estudo preliminar sobre os processos de desinvestimentos em curso e, até o momento, não verificamos fundamentos pelos quais os projetos em que já houve contratos assinados (signing) devam ser suspensos. Os processos em que não houve contratos assinados seguirão em análise"*.

À luz de outras comunicações recebidas do MME em 29 de março de 2023, nossa nova Diretoria Executiva irá reconsiderar se serão feitos quaisquer desinvestimentos. Em 29 de março de 2023, nosso Conselho de Administração não aprovou o cancelamento de quaisquer projetos em andamento para os quais existam contratos em vigor na referida data.

Fatos relevantes relativos a este assunto continuarão a ser divulgados ao mercado. Para mais informações, veja "Fatores de Risco - 6.b) Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar as exigências para que nosso nível de desempenho permaneça alinhado aos das melhores empresas globais do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e mais complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementação de nosso atual Plano Estratégico ou quaisquer planos subsequentes adotados."



Ambiente de Negócios Externo

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho de nossos negócios e a maneira como planejamos o futuro. Descrevemos abaixo as principais variáveis em 2022.

Economia Global

Em 2022, a economia global foi marcada pelo conflito entre a Rússia e a Ucrânia e seus desenvolvimentos imediatos, como as sanções à Rússia impostas pelos EUA e pela União Europeia. Esses eventos foram construídos com base na perspectiva de uma frágil recuperação da economia global, após a pandemia de Covid-19 de 2020 e 2021, entre ondas de novas variantes da doença e da ruptura das cadeias de suprimentos globais.

Em fevereiro de 2022, a Rússia invadiu a Ucrânia, com a motivação de promover a independência das regiões separatistas de Donetsk e Luhansk. A resposta imediata dos EUA foi aplicar uma série de sanções à Rússia, incluindo: (i) congelamento dos ativos do país no exterior; (ii) exclusão de bancos e prestadores de serviços financeiros do sistema financeiro internacional e (iii) limitação das atividades de empresas russas.

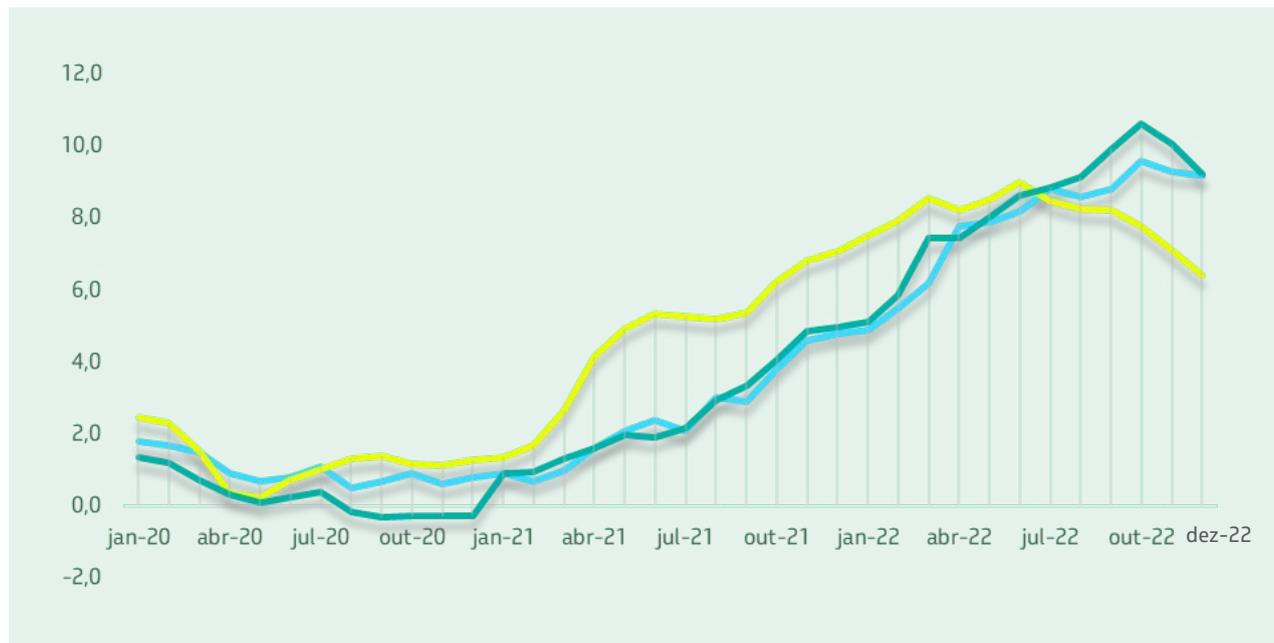
O conflito teve um impacto imediato na economia global como resultado de seu impacto no mercado de energia em função da relevância da Rússia. A Rússia é um importante *player* neste mercado, produzindo 9,72 mmbbl/d, de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), além de ser um dos principais exportadores do mundo. O destino da maioria dessas exportações de energia é a Europa, que tem sido a região mais afetada devido à sua dependência do gás. De acordo com dados da AIE, entre 2015 e 2020, o gás natural russo representou 40% do consumo total na Europa.

As incertezas e interrupções relacionadas ao fornecimento de um dos maiores produtores de energia do mundo resultaram em um aumento acentuado nos preços desses produtos. O preço do petróleo Brent, que começou o ano em 77,0 US\$/bbl, atingiu 137,6 US\$/bbl em março. O preço de referência do GNL do JKM, que em 1º de janeiro, estava em 28,8 US\$/MMBtu, atingiu 84,8 US\$/MMBtu em março. Além disso, outros metais e commodities agrícolas também foram impactados no início da guerra, embora a maioria deles já tenha caído de seus máximos.

Essas mudanças pressionaram a inflação em várias regiões do mundo, principalmente nos EUA e na Europa.



INFLAÇÃO GLOBAL – EUA, UNIÃO EUROPEIA E REINO UNIDO (Var% a.a)



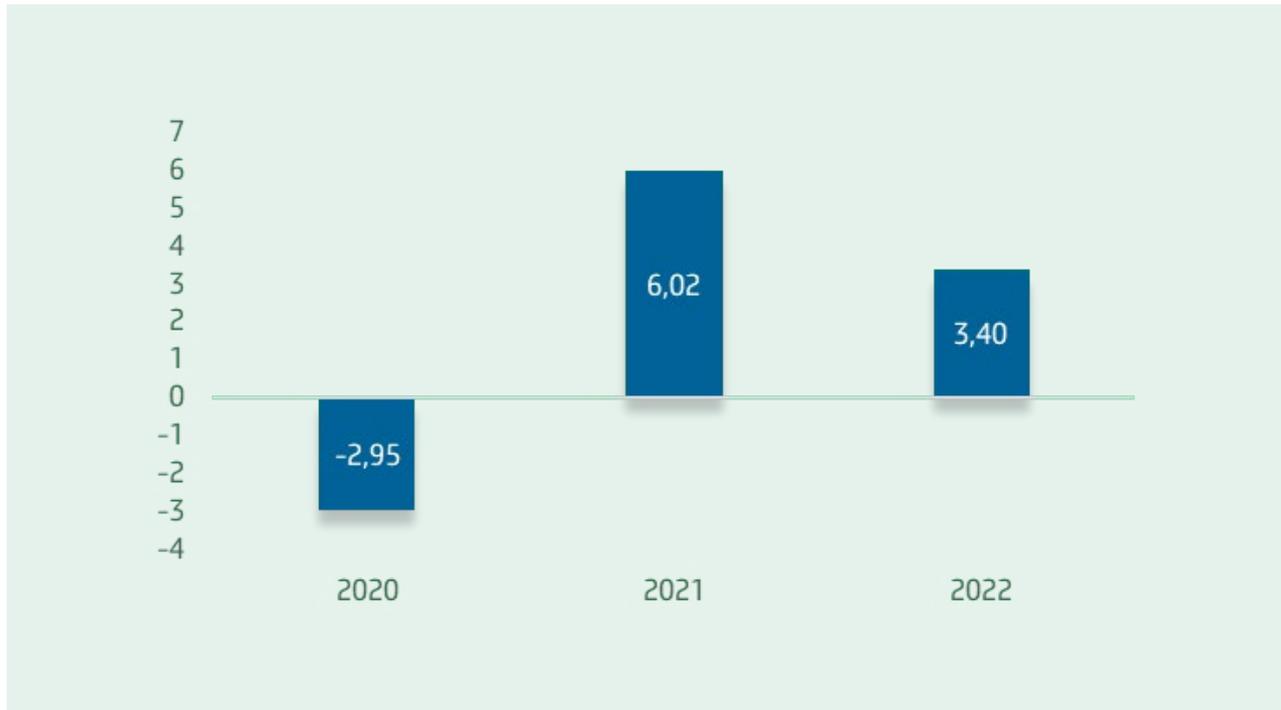
Fonte: BLS, ONS e Eurostat

O aumento dos preços alterou a dinâmica da macroeconomia global e reduziu o poder de compra das famílias. De acordo com dados da AIE, 70 milhões de pessoas que obtiveram recentemente acesso à energia elétrica não poderão mais arcar com esses recursos devido ao aumento dos preços.

Tentando controlar o aumento da inflação e reduzir o impacto para os consumidores, vários países já anunciaram e implementaram medidas e subsídios aos preços da energia ao consumidor. As medidas vão desde transferências diretas de renda para famílias de baixa renda até o controle de preços ao consumidor, cortes de impostos e tributação de lucros de empresas de energia.

Além disso, as taxas de juros globais aumentaram, o que também deve continuar até 2023. Espera-se que o aumento das taxas de juros internacionais reduza a demanda global. Essa perspectiva é ainda mais delicada, já que a recuperação chinesa, entre a política de Covid-19 Zero e os múltiplos *lockdowns* implementados no país, ainda é frágil.

De acordo com o FMI, a economia global deverá crescer 3,4% em 2022 e cair para 2,9% em 2023, devido aos impactos da guerra Rússia-Ucrânia, à inflação e à contração da política monetária.

**PIB GLOBAL (% a.a)**

Fonte: WEO, FMI

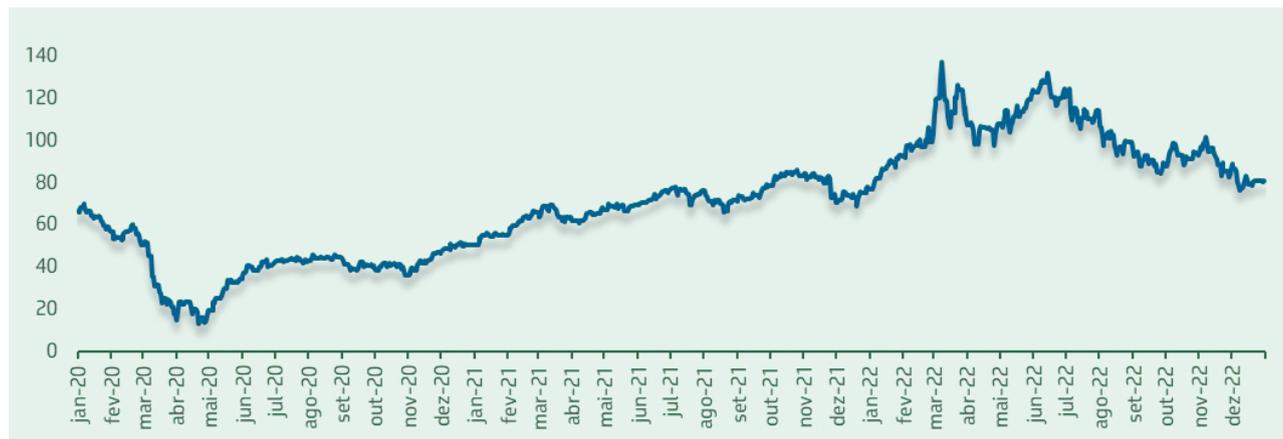
Mercado Global de Petróleo e Gás

O ano de 2022 começou com um preço mais alto do Brent devido a sinais de um mercado mais contraído devido à recuperação do consumo e às dificuldades dos países da OPEP+ em sustentar seus aumentos de produção planejados. Os preços mais altos do gás natural desde meados de 2021 também pressionaram a demanda por outras fontes de energia, como o petróleo, apoiando o aumento dos preços.

Entretanto, o primeiro trimestre de 2022 foi marcado pela invasão da Ucrânia pelo exército russo em fevereiro. Isso afetou o ambiente macroeconômico mundial, com a implementação de várias sanções dos EUA e da UE contra a Rússia. O aumento dos riscos de interrupções na oferta em um dos principais países produtores de petróleo, em um mercado já contraído, fez com que os preços do Brent atingissem US\$ 138/bbl em 8 de março, o nível mais alto desde julho de 2008.

O aumento das tensões nos países produtores, as incertezas sobre o retorno do acordo nuclear iraniano e as interrupções em um terminal de exportação de petróleo no Mar Negro contribuíram para preços mais altos e mais voláteis no período. No fim de março, o anúncio dos EUA da liberação de cerca de 180 mmbbl de sua Reserva Estratégica de Petróleo nos meses seguintes ajudou a baixar os preços. No entanto, o preço médio do Brent para o período foi 66% maior em comparação com o primeiro trimestre de 2021.

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



Fonte: Bloomberg, 2022

Os preços do petróleo para o segundo trimestre de 2022 começaram em níveis mais baixos em resposta a uma liberação adicional de 60 mmbbl dos estoques estratégicos coordenados pela Agência Internacional de Energia (AIE) e à adoção de novos *lockdowns* na China como parte da estratégia Covid Zero do país.

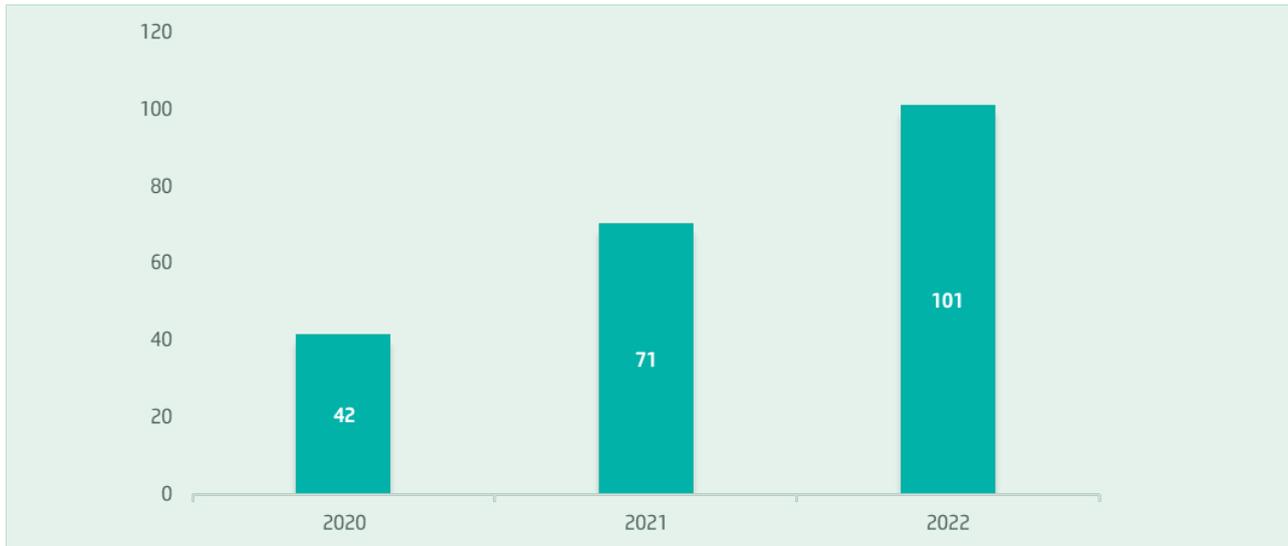
No entanto, em maio, os preços do Brent começaram a aumentar novamente, influenciados pelo acordo da UE para proibir o petróleo bruto e derivados russos até o fim do ano. O anúncio da reabertura de cidades na China e as restrições à produção da Líbia também pressionaram os preços neste período.

Em junho, a OPEP+ anunciou um aumento em sua produção mensal planejada de 432 para 648 mmbbl/d para julho e agosto. A decisão foi uma notícia positiva para os países consumidores, mas também levantou alertas sobre a capacidade ociosa da OPEP+. Em agosto, os preços do Brent atingiram 120 US\$/bbl.

Durante o terceiro trimestre de 2022, o preço do Brent apresentou uma tendência de queda, atingindo um mínimo de 85 US\$/bbl. O movimento foi influenciado por preocupações sobre a possibilidade de uma recessão global. A demanda mais fraca na China em função de novos *lockdowns* e a demanda de gasolina menor do que o esperado durante a temporada de verão dos EUA também contribuíram para preços mais baixos.

Do lado da oferta, um aumento adicional de 100 mmbbl/d na meta de produção da OPEP+ para setembro, uma queda menor do que a esperada na produção russa e a liberação contínua do programa de Reservas Estratégicas de Petróleo dos EUA também impactaram os preços.

Em outubro, a OPEP+ reavaliou o mercado e anunciou uma redução de dois mmbbl/d nas cotas de produção do grupo para novembro e dezembro de 2022. O início iminente das sanções ao setor de petróleo e gás da Rússia e as incertezas sobre uma política de limite de preços para o petróleo russo também pressionaram os preços, que se recuperaram para 102 dólares por barril na primeira semana de novembro. No entanto, as preocupações com o aumento dos casos de Covid-19 na China e as temperaturas amenas no Hemisfério Norte continuam pressionando os preços para baixo, que fecharam novembro de 2022 em 87 US\$/bbl.

BRENT – PREÇO ANUAL DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/bbl)

Fonte: Bloomberg, 2021

O conflito entre Rússia e Ucrânia, que reduziu as exportações russas de gás, exerceu intensa pressão sobre o mercado de GNL, afetando os preços do gás não apenas na Europa, mas em todo o mundo. Os fluxos de gás para a Europa foram significativamente reduzidos na sequência da decisão russa de aceitar apenas o pagamento do seu gás em rublos, seguida da proibição da Gazprom, a empresa estatal russa de gás, de transportar gás por meio da Polónia através do gasoduto Yamal e, por último, das frequentes interrupções do gasoduto Nordstream (o maior da Europa) para realizar manutenção corretiva. Em setembro de 2022, a Rússia anunciou que o fluxo através do Nordstream seria interrompido até que as sanções contra a Rússia fossem revogadas. Isso se intensificou em outubro, quando a possibilidade de reiniciar o fluxo tornou-se ainda mais remota com a ocorrência de explosões que causaram danos físicos à estrutura do gasoduto e exigirão um longo tempo de reparo na íntegra.

Com as interrupções do fornecimento russo, a Europa procurou reabastecer seus estoques antes do inverno, e suas compras de GNL aumentaram 65% nos primeiros oito meses de 2022 em relação ao ano anterior (AIE). Portanto, os preços do gás natural na Europa e no mercado à vista de GNL na Ásia atingiram máximas recordes no terceiro trimestre de 2022.

Os preços mais altos resultaram na destruição da demanda, especialmente no setor industrial, uma mudança para combustíveis como carvão e petróleo para geração de energia e cortes de energia em algumas regiões importadoras. O consumo de gás na Europa caiu mais de 10% nos primeiros oito meses de 2022 em relação ao mesmo período de 2021 (AIE). Na região Ásia-Pacífico, a demanda por GNL caiu 7% (AIE) no mesmo período devido aos altos preços, ao inverno ameno e à política de Covid-19 Zero adotada na China.

Os preços do Henry Hub nos EUA também aumentaram abruptamente com a crescente demanda por exportações de GNL e a baixa resposta da oferta norte-americana ao aumento dos preços. O crescimento das exportações de GNL até agosto de 2022 foi dominado pelos Estados Unidos (crescimento de 14% em relação ao ano anterior) e representou mais da metade do aumento global líquido da produção de GNL.



Economia Brasileira

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (“IBGE”), a economia brasileira cresceu 2,9% em 2022. A taxa ficou acima do crescimento esperado no início do ano, que ficou em torno de 0,3%. O setor de serviços foi o mais surpreendente, crescendo mais de 4%. Esse segmento foi o mais atingido pela pandemia de Covid-19 em 2020. Em 2021, houve uma recuperação significativa neste setor (5,2%), atingindo um patamar de produção superior ao patamar pré-pandemia, levando analistas a prever que 2022 não seria mais um ano de crescimento robusto.

No entanto, a pandemia da Covid-19 impulsionou certas atividades de serviços econômicos, como “serviços de informação” e “transporte, armazenamento e correio”. Essas duas atividades apresentaram uma taxa média de crescimento superior a 9% nos últimos dois anos. Os “serviços de informação” continuam sendo impulsionados pela transformação digital das atividades econômicas, que precisavam contar com a tecnologia da informação para continuar operando durante toda a pandemia de Covid-19. O desempenho de “transporte, armazenamento e correio” é amplamente apoiado pela expansão do comércio eletrônico, bem como do setor de logística. Estes, por sua vez, também fornecem feedback para o crescimento dos “serviços de informação”, pois são os principais usuários de tecnologias digitais.

Em relação à inflação, 2022 foi marcado por uma desaceleração no ritmo de aumentos de preços. Há dois motivos principais para essa mudança. No âmbito internacional, houve desaceleração dos problemas logísticos nos fluxos das cadeias globais de suprimentos, com redução dos custos de frete e queda do preço de insumos e matérias-primas, o que assegurou uma retração no IGP-DI (que corresponde ao Índice de Preços por Atacado), que diminuiu de uma taxa acumulada de 12 meses de 17,7% no fim de 2021 para 5,03% no fim de 2022. No nível interno brasileiro, as isenções fiscais sobre alguns preços ao consumidor, incluindo combustíveis e energia, causaram uma queda nos preços para os consumidores finais.

Como resultado, após encerrar 2021 com inflação ao consumidor medida pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor) de 10%, em 2022 a expansão de preços foi de 5,78%.

Apesar da desaceleração, a inflação encerrou o ano acima da meta, o que levou o Banco Central a elevar a taxa básica de juros (“SELIC”) para 13,75% em agosto, taxa mantida até o fim de 2022.

Por fim, a trajetória da taxa de câmbio brasileira registrou alta volatilidade ao longo de 2022. Após uma intensa valorização no início do ano, que levou a uma queda na taxa nominal média de R\$/US\$5,55 em janeiro para R\$/US\$4,75, houve novamente uma forte desvalorização, levando a moeda brasileira a uma taxa de câmbio de aproximadamente R\$/US\$5,30. A taxa de câmbio média em 2022 foi de R\$/US\$5,17, representando uma valorização de 4,26%.

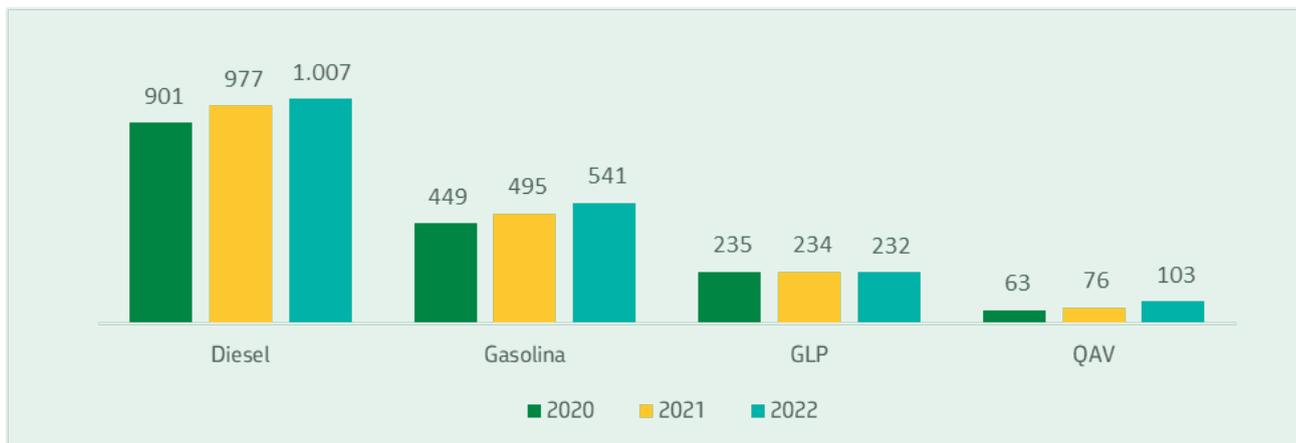
Mercado Brasileiro de Petróleo e Gás

A demanda por derivados de petróleo no Brasil atingiu seu recorde histórico em 2014. Desde então, o crescimento médio anual do PIB permaneceu estagnado, explicando a maior parte da queda na demanda por derivados de petróleo no mesmo período.

A pandemia de Covid-19 teve amplos efeitos na demanda de derivados de petróleo, a partir do segundo trimestre de 2020. Fortes medidas de distanciamento social, restrições de mobilidade pessoal e *lockdowns* temporários levaram a uma queda sem precedentes na demanda relacionada ao petróleo para atividades de transporte de passageiros. Gasolina e querosene de aviação foram os produtos mais seriamente impactados. Embora mercadorias e cargas tenham continuado circulando pelo país, a desaceleração da atividade econômica também reduziu ligeiramente a demanda por diesel.

Nos trimestres posteriores, as medidas de restrição foram suspensas gradualmente em meio à redução no número diário de casos e mortes relacionados à Covid-19. Em 2021, a maior parte da demanda por derivados de petróleo já superou os níveis observados antes da pandemia, sendo o querosene de aviação e a nafta sendo os únicos produtos cuja demanda ainda está abaixo dos níveis pré-pandemia.

CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS SELECIONADOS NO BRASIL (mbl/d)



Fonte: Petrobras e EPE, 2022

Apesar da recuperação, o efeito cumulativo do aumento dos preços das commodities, a ruptura das cadeias de suprimentos causada pela pandemia da Covid-19 e a crise energética global exacerbada pela invasão russa da Ucrânia ainda estão tendo repercussões nos mercados de combustíveis.

Em meados de 2022, diante dos altos preços dos combustíveis, o governo brasileiro reduziu os impostos federais e estaduais sobre o combustível, o que resultou em um ímpeto adicional para a demanda de gasolina e diesel. Além disso, a oferta de etanol diminuiu, causando o aumento dos preços do etanol e a perda de sua competitividade em relação à gasolina. Para mitigar os efeitos do aumento dos preços do biodiesel, o governo brasileiro reduziu temporariamente os requisitos de mistura diesel/biodiesel, o que levou a um aumento na demanda por diesel fóssil.

Em relação à geração de energia, em 2021 houve uma seca severa nas regiões Sul e Central do Brasil, o que fez com que a demanda por óleo combustível para as usinas disparasse. Com a regularização das chuvas no início de 2022, o nível dos reservatórios subiu, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) decidiu reduzir a geração de energia por usinas térmicas. Como resultado, a demanda geral por óleo combustível caiu cerca de 45% em 2022 quando comparada a 2021.

As vendas de diesel aumentaram 3% em 2022. Políticas temporárias de renda básica para mitigar os impactos da pandemia de Covid-19 estimularam a demanda por bens essenciais, como alimentos e bebidas. Além disso, colheitas recordes de grãos impulsionaram a demanda de frete e diesel. Por sua vez, a demanda por querosene de aviação foi a mais afetada pelas restrições de viagens implementadas devido à pandemia de Covid-19. Em 2022, a demanda por querosene de aviação recuperou-se gradualmente para níveis pré-pandemia, aumentando cerca de 36% em comparação com 2021, mas permanece 15% abaixo dos níveis de 2019.

Em termos específicos, espera-se que a demanda por gasolina diminua devido à sua substituição por etanol hidratado, cujo uso é incentivado por políticas públicas como a RenovaBio, que induzem preços competitivos do etanol hidratado em comparação com o combustível fóssil. Além disso, veículos exclusivamente movidos a gasolina estão sendo substituídos por bicomcombustível e, no futuro, este último será gradualmente substituído por automóveis elétricos. Ademais, espera-se que o desenvolvimento da demanda de diesel seja retardado pelo aumento obrigatório da porcentagem de biodiesel na mistura de combustível que é entregue ao consumidor final.

O óleo combustível é consumido em três segmentos principais: industrial; geração de energia; e como combustível marítimo. Há pelo menos duas décadas, o óleo combustível vem passando por um processo de substituição por outras fontes, especialmente o gás natural, e ainda há algum espaço para que esse processo continue nos próximos anos. No segmento de transporte marítimo, começa a surgir uma forte



demanda por descarbonização, o que certamente terá repercussões negativas na demanda por *bunker* a médio e longo prazo.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, os dados interanuais da demanda de gás natural no acumulado do ano até outubro de 2022 diminuíram 26%, de uma média de 93 milhões de cmd em 2021 para 69 milhões de cmd (não inclui o gás usado no transporte do gasoduto).

Regulamentação

Em 7 de abril de 2022, o CNPE aprovou a Resolução CNPE nº 3, publicada em 3 de maio de 2022, com as diretrizes e os aprimoramentos das políticas visando a transição para um mercado competitivo de gás natural. Essa resolução, além de consolidar as Resoluções CNPE nº 10/2016, 04/2019 e 16/2019, buscou definir:

- Diretrizes estratégicas para a concepção de um novo mercado de gás natural;
- O reforço das políticas energéticas destinadas à promoção da livre concorrência neste mercado; e
- As bases para o período de transição.

Dentre os termos abordados no caso concreto, pode-se citar:

- Estabelecimento do período de transição para a concepção do novo mercado;
- A prerrogativa do MME de publicar em seu portal eletrônico, pela duração da transição, o monitoramento dos prazos indicados para adequar o novo desenho de mercado;
- A ANP tem competência para acompanhar as negociações de acesso às instalações essenciais (dutos de escoamento de produção, unidades de processamento de gás e terminais de regaseificação de GNL) e, quando não concluídas no prazo de 180 dias, tem competência para verificar a existência de qualquer conduta anticompetitiva ou controversa;
- A recomendação de que a ANP, em comunicação com o MME, o Ministério da Economia (ME) e o CADE, elabore, no prazo de 180 dias, uma análise das condições competitivas no mercado de gás natural e propostas de programa de liberação progressiva de gás natural; e
- A recomendação de que o MME, em comunicação com o ME, a ANP, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o CADE, acompanhe a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, propondo medidas adicionais e complementares ao CNPE.

Em dezembro de 2022, a ANP emitiu atualização de sua Agenda Regulatória 2022-2023 informando que a regulamentação da nova regulamentação estatutária do gás publicada em 2021 (Lei 14.134/2021 e seu Decreto regulamentar nº 10.712/2021) será publicada entre os anos de 2023 e 2024.



Plano Estratégico

Plano Estratégico 2023-2027

Nosso Plano Estratégico 2023-2027 mantém uma estratégia consistente de foco em projetos com pleno potencial de geração de valor, recursos e contribuições para a sociedade brasileira. Priorizamos a monetização de recursos em riqueza para o Brasil, seguindo as diretrizes de sustentabilidade para a transição energética. Expandimos nossos planos de investimento em 15% para os próximos cinco anos, um esforço que estamos buscando com grande responsabilidade e diligência na alocação de recursos.

Ao longo de 2022, entregamos desempenho operacional e financeiro alinhado ao nosso compromisso de gerar valor para nossos acionistas e para a sociedade brasileira e em plena adesão ao Plano Estratégico 2022-2026.

Nosso Plano Estratégico 2023-2027 foi elaborado de forma a preservar nossa visão, nossos valores e nosso propósito. As estratégias de negócios foram mantidas e as estratégias Ambientais, Sociais e de Governança (ASG) e de inovação foram aprimoradas.

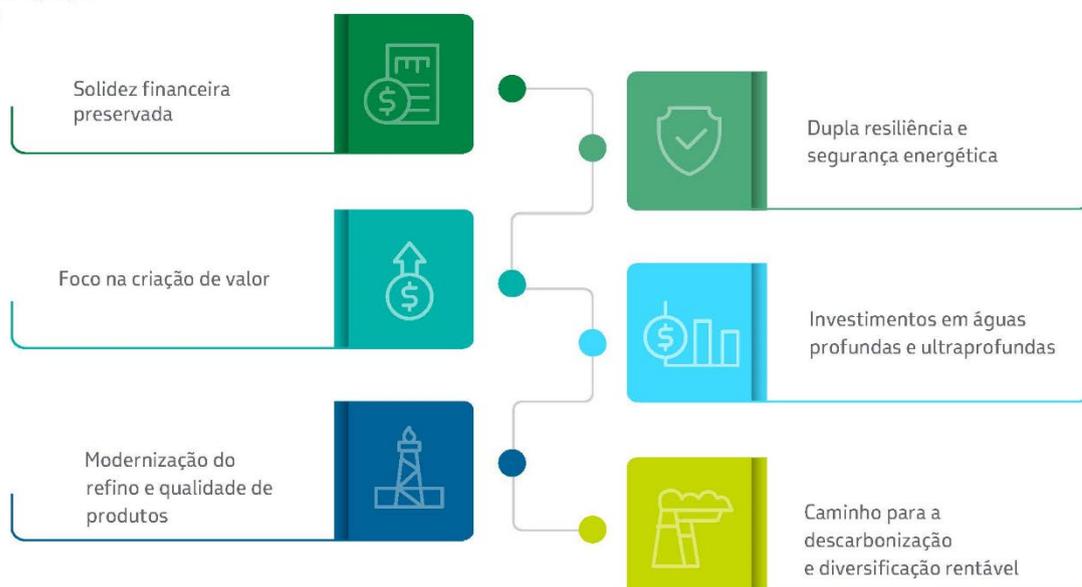
Com a visão de *“ser a melhor empresa de energia na geração de valor, com foco em petróleo e gás, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente”*, preservamos nossos valores no Plano Estratégico 2023-2027:

- (i) Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente;
- (ii) Ética e transparência;
- (iii) Superação de desafios e confiança;
- (iv) Orientação para o mercado e resultados.

Além disso, mantivemos nosso propósito de *“prover a energia que assegure prosperidade de forma ética, segura e competitiva”*.

O Plano Estratégico 2023-2027 pode ser alterado por nossa administração a qualquer momento, inclusive como resultado da influência de nosso Conselho de Administração e de nosso acionista controlador, o Governo Federal brasileiro. Não pode haver garantia de que nosso Plano Estratégico 2023-2027 não será alterado.

PLANO ESTRATÉGICO 2023 - 2027



Para assegurar o alinhamento de incentivos e atingir as metas corporativas, nosso Plano Estratégico 2023-2027 reafirma as quatro principais métricas do plano anterior, conforme mostrado abaixo:



- 1) Indicador de atendimento às metas de emissões de gases de efeito estufa (IAGEE) de Exploração e Produção e de Refino.
2) Volume vazado de óleo e derivados.
3) IAGEE, VAZO e Δ EVA® impactam a remuneração variável de todos os empregados, inclusive alta administração.

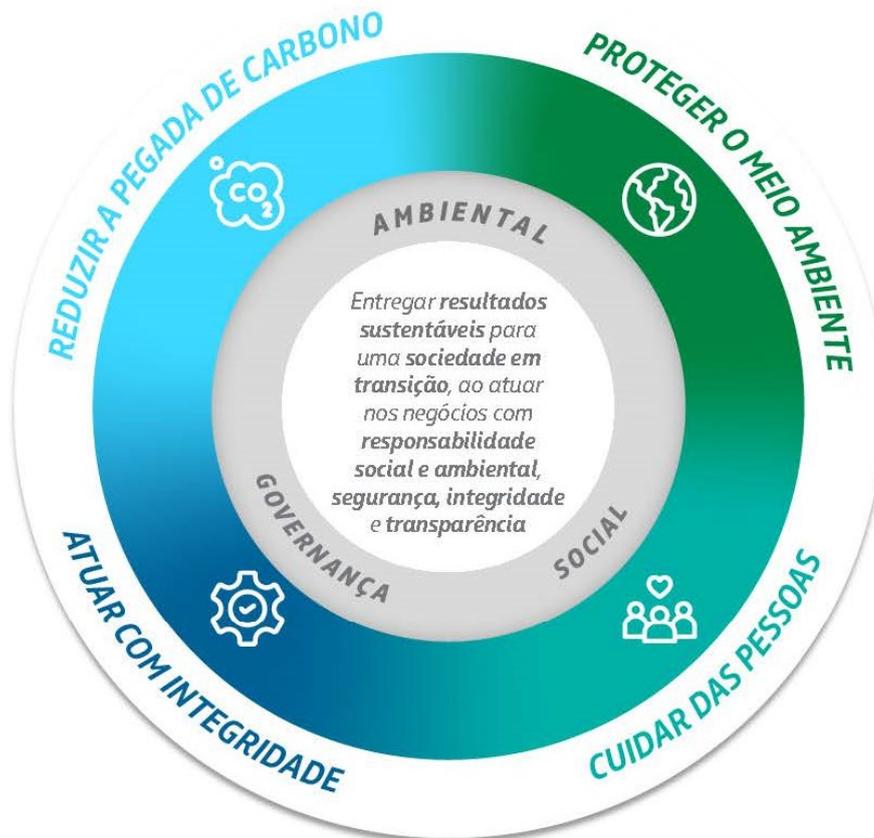
As metas do IAGEE e do VAZO estão alinhadas com os compromissos de sustentabilidade ambiental e de baixo carbono do Plano Estratégico 2023-2027, enquanto o indicador Delta EVA® representa uma medida de criação de valor econômico. Essas métricas têm impacto direto na remuneração variável de nossos executivos e empregados.

Reafirmamos no Plano Estratégico 2023-2027 a meta de zero fatalidade e zero vazamento. Nosso compromisso com a vida é um valor inegociável, e nossa renomada cultura de segurança continua sendo reforçada todos os dias para fortalecer as pessoas e a segurança operacional.



ASG - Ambiental, Social e Governança

O Plano Estratégico 2023-2027 integrou os elementos ASG em uma única visão, resumindo nossa posição de acordo com o diagrama abaixo. Este diagrama de ASG orienta o planejamento e o envolvimento das partes interessadas e está alinhado com nossos elementos e objetivos estratégicos. Quatro ideias-chave são destacadas: (i) reduzir 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 temas relevantes para apoiar e orientar nossas ações e nossos projetos, programas e compromissos relacionados.



As metas relacionadas a cada uma das quatro ideias-chave do diagrama foram consolidadas em uma única lista, alinhada ao conceito de ASG integrado:



	REDUZIR NOSSA PEGADA DE CARBONO	<p>OBJETIVO: Neutralizar as emissões (escopos 1 e 2) nas atividades sob nosso controle e influenciar os parceiros para alcançar o mesmo objetivo em ativos não operados até 2050¹.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Redução do total de emissões absolutas operacionais² em 30%³ até 2030.▪ Zero queima de rotina até 2030.▪ Reinjeção de 80 milhões de tCO₂ até 2025 em projetos de CCUS.▪ Intensidade de GEE no segmento de E&P: atingir intensidade de portfólio de 15 kgCO_{2e}/boe até 2025, mantendo 15 kgCO_{2e}/boe até 2030.▪ Intensidade de GEE no segmento de Refino: atingir intensidade de 36 kgCO_{2e}/CWT até 2025 e 30 kgCO_{2e}/CWT até 2030.▪ Consolidação da redução de 55%³ na intensidade das emissões de metano no segmento <i>upstream</i> até 2025, atingindo 0,29 tCH₄/mil tHC.
	PROTEGER O MEIO AMBIENTE	<ul style="list-style-type: none">▪ Redução de 40%⁴ de nossa água doce retirada até 2030.▪ Redução de 30%⁴ nos resíduos sólidos gerados nos processos até 2030.▪ Alocação de 80% dos resíduos sólidos gerados em processos para rotas RRR⁵ até 2030.▪ 100% das nossas instalações com um plano de ação de biodiversidade até 2025.

(1) Nosso objetivo refere-se às emissões em território brasileiro, onde ocorrem mais de 97% de nossas emissões operacionais. Para outras emissões, também buscamos a neutralidade dentro de um período compatível com o Acordo de Paris, em linha com os compromissos locais e organizações internacionais.

(2) Nossa meta é manter o nível de emissões de 2022 até 2030, considerando a média de despacho termoeletrico dos últimos cinco anos. Nosso compromisso é não exceder 54,8 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, exceto na demanda acentuada por geração de eletricidade de termoeletricas devido a eventos nacionais de escassez de água e considera a possibilidade de utilizar créditos de carbono como estratégia complementar e depende de melhoria na eficiência de nossas operações e desinvestimento previstos no Plano Estratégico 2023-2027.

(3) Com relação às emissões de 2015.

(4) Com relação às emissões de 2021.

(5) Reutilização, reciclagem e recuperação.



	CUIDAR DAS PESSOAS	<ul style="list-style-type: none">▪ Medir e divulgar o retorno social de pelo menos 50% dos projetos socioambientais voluntários (até 2025).▪ Manter o diagnóstico socioeconômico das comunidades atualizado (até três anos) em 100% das operações (de todas as unidades de negócios e refinarias do portfólio).▪ Promover os direitos humanos e a diligência das operações (100% de capacitação dos empregados em RH e 100% das operações com a devida diligência em RH) até 2025.▪ Promover a diversidade, proporcionando um ambiente de trabalho inclusivo.▪ Desenvolvimento de iniciativas de impacto, que contribuam para a solução de problemas sociais e/ou ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto com nossas partes interessadas e clientes de nossos produtos.▪ Promoção de operações seguras, baseadas na proteção da vida, capacitando 100% da liderança em saúde mental e atuando na promoção do bem-estar de mais de 38.000 empregados.
	AGIR COM INTEGRIDADE	<ul style="list-style-type: none">▪ Adoção de um modelo de governança que possibilite o equilíbrio entre eficiência e controle.▪ Promoção de um ambiente que seja referência em ética, integridade e transparência na nossa empresa.▪ Incentivar a adoção de práticas ASG entre nossas partes interessadas.

Nosso Plano Estratégico 2023–2027 prevê investimentos para fortalecer nossa posição de baixo carbono de US\$4,4 bilhões, o que representa 6% do CAPEX total. Desse total, US\$3,7 bilhões são para nossas iniciativas de baixo carbono em nossas operações (escopos 1 e 2): (i) US\$2,1 bilhões para soluções de baixo carbono em projetos de E&P; (ii) US\$800 milhões para o Programa Reftop; (iii) US\$200 milhões para Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”); e (iv) US\$600 milhões para o Fundo de Descarbonização.

Com o objetivo de fortalecer a via de neutralidade de emissões, o Programa Carbono Neutro e o Fundo de Descarbonização da Petrobras foram reforçados no Plano Estratégico 2023–2027 com o objetivo de financiar soluções de descarbonização que reduzam as emissões com o menor custo e maior impacto na mitigação de carbono. O orçamento do Fundo no Plano Estratégico 2023–2027 é agora de US\$600 milhões, representando um crescimento significativo em relação ao plano anterior, que foi de US\$248 milhões, reforçando nosso compromisso com a descarbonização.

Além disso, os investimentos do Plano Estratégico 2023–2027 incluem o valor de US\$600 milhões para iniciativas de biorrefino (diesel renovável e bioquerosene de aviação) e US\$100 milhões para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de novas competências.

Nosso Plano Estratégico 2023–2027 também apresenta alternativas de investimento de novos negócios em energias renováveis, conforme mostrado no infográfico abaixo.



A inovação é um elemento relevante para possibilitar a transição energética. Nossa prioridade é inovar para maximizar o valor e a competitividade em negócios de baixo carbono, visando a diversificação a longo prazo. O investimento em soluções de baixo carbono representa pelo menos 10% do nosso investimento em P&D. Estamos implementando políticas de reciclagem verde para plataformas no processo de descomissionamento, em linha com as melhores práticas ASG disponíveis no mercado.

Para mais informações sobre nosso plano de transição de baixo carbono, consulte “Ambiental, Social e Governança - Ambiental” neste relatório anual.

Em nosso Plano Estratégico 2023-2027, simplificamos nossas estratégias ASG em duas estratégias principais: uma estratégia ASG integrada cobrindo os três aspectos da ASG e outra focada na inovação e na sua importância para nossos negócios atuais e futuros. Nossas estratégias de negócios são apresentadas abaixo:

	Exploração e Produção	<ul style="list-style-type: none"> - Maximizar o valor do portfólio, com foco em ativos de águas profundas e ultraprofundas.
	Refino, Transporte e Comercialização	<ul style="list-style-type: none"> - Sair integralmente da participação dos negócios de fertilizantes e das participações societárias em biodiesel. - Atuar com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor, agregando valor ao parque de refino com processos mais eficientes e novos produtos, em direção a um mercado de baixo carbono. - Atuar de forma competitiva na comercialização de petróleo e derivados, maximizando a captura de valor através da integração e operação segura e eficiente da cadeia logística de <i>upstream</i> e <i>downstream</i>.
	Gás e Energia	<ul style="list-style-type: none"> - Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio, saindo integralmente da distribuição e do transporte de gás. - Otimizar o portfólio termelétrico, com foco no autoconsumo e na comercialização do gás próprio.
	ASG e Inovação	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar resultados sustentáveis para uma sociedade em transição, ao atuar nos negócios com responsabilidade social e ambiental, segurança, integridade e transparência. - Inovar para gerar valor em nossos negócios, de hoje e do futuro, e atingir os objetivos em descarbonização.

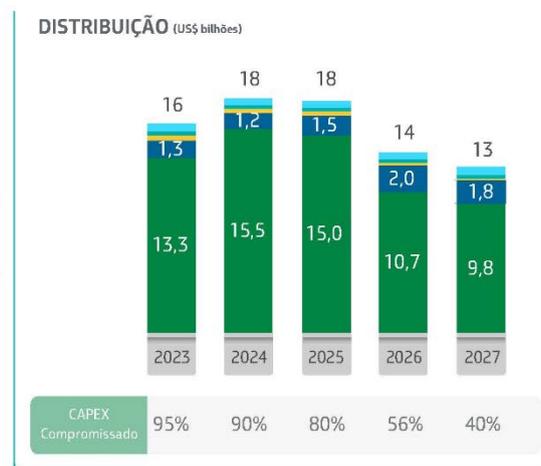
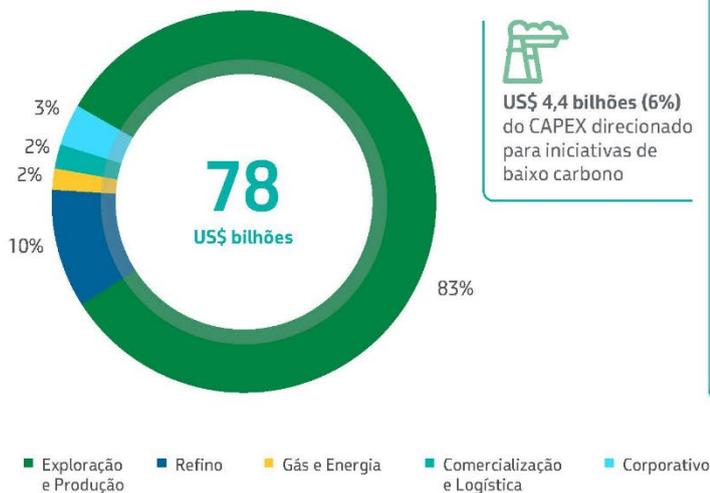
CAPEX - Despesas de Capital

Nossas Despesas de Capital (CAPEX) projetadas para o período de 2023-2027 é de US\$78 bilhões, 15% superior ao plano anterior e sinalizando que nossos investimentos retornaram ao nível anterior à Covid-19. Um adicional de US\$20 bilhões foi alocado para o fretamento de novas sondas de petróleo.

Para 2023, já comprometemos 95% do nosso CAPEX total. Em contrapartida, no último ano deste Plano Estratégico, 2027, 40% do CAPEX total projetado foram comprometidos até a data de aprovação do Plano, indicando um maior nível de flexibilidade de investimento devido à menor proporção de compromissos assumidos. Vale ressaltar que, ao longo do ciclo de vida de nossos projetos, o nível de maturidade aumenta, e uma proporção maior do CAPEX será utilizada.

A maior parte das nossas despesas (60%) é planejada em dólares americanos, enquanto a parte restante será em reais.

CAPEX 2023-2027*

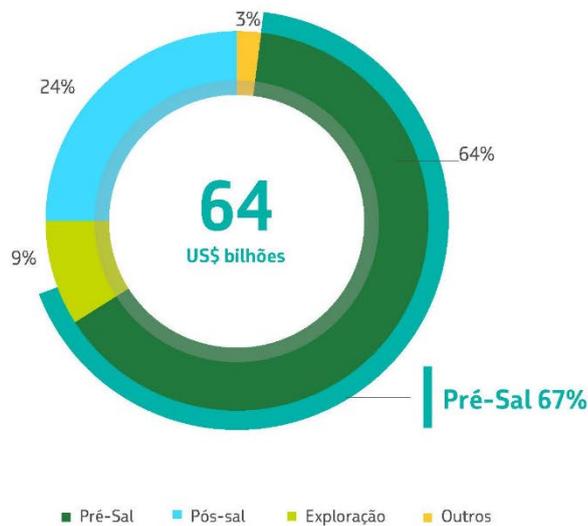


* - 60% em dólares.
Não inclui -US\$ 20 bilhões de fretamentos de FPSOs.

O aumento do investimento em E&P em nosso portfólio está alinhado à nossa estratégia de concentrar cada vez mais recursos em ativos de águas profundas e ultraprofundas, nos quais temos fortalecido nossa vantagem competitiva ao longo dos anos, resultando na produção de um petróleo de melhor qualidade com menores emissões de gases de efeito estufa. Continuamos focados em ativos *offshore* em águas profundas, especialmente no pré-sal, onde o maior valor possível pode ser alcançado. Nossas descobertas no pré-sal estão entre as mais importantes do setor nas últimas décadas. Tais ativos do pré-sal compreendem grandes acumulações de óleo leve de excelente qualidade, baixo teor de enxofre e alto valor comercial. É nessa área que somos reconhecidos internacionalmente pela nossa presença, capacidade técnica e tecnologia desenvolvida.

CAPEX DE E&P 2023-2027

Os investimentos em E&P continuam focados no Pré-Sal, com dupla resiliência para sustentabilidade de projetos



Os principais impulsionadores para o aumento do CAPEX de US\$7 bilhões, 12% a mais do que o plano anterior (atingindo um nível de US\$64 bilhões em investimentos planejados ao longo dos cinco anos no segmento de E&P), foram (i) a inclusão de Sépia 2 e Atapu 2 em nosso portfólio de projetos (US\$3 bilhões); (ii) oportunidades adicionais em projetos complementares (US\$2 bilhões); e (iii) certas atualizações de premissas macroeconômicas e de mercado e alterações de projetos (US\$2 bilhões).

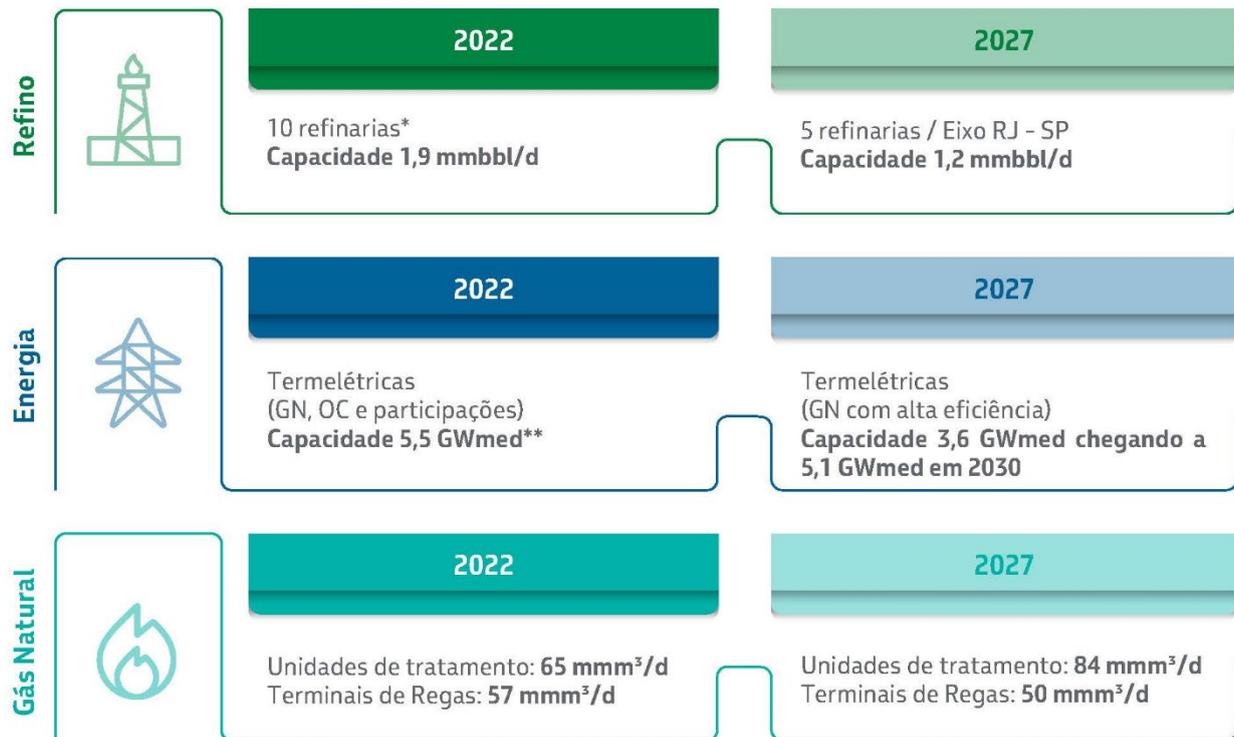
Como resultado, 67% do nosso CAPEX de E&P concentram-se em ativos e projetos do pré-sal, particularmente a Bacia de Santos, que concentra ativos do pré-sal e impulsiona o crescimento da produção, alocando US\$38 bilhões de US\$64 bilhões para esse segmento. Investiremos em 11 novos FPSOs. Dessas novas unidades, o desenvolvimento do campo de Búzios abrange sete FPSOs em implementação até 2027. US\$23 bilhões (mais de 50% do CAPEX do Pré-sal) serão destinados ao campo de Búzios. A inovação tecnológica HISEP™ (Sistema Submarino de Separação de Alta Pressão) será aplicada no campo de Mero. A capacidade instalada deve aumentar de 230.000 barris por dia em 2022 para 770.000 em 2027, com a implementação de três novos FPSOs.

No Plano Estratégico 2023-2027, a Bacia de Campos continuará sendo um ativo importante para nós, o que representará um investimento de US\$18 bilhões do valor total planejado para o segmento de E&P e cinco novos FPSOs.

Com o objetivo de buscar novas fronteiras de petróleo e gás, incluindo oportunidades em gás não associado, o plano considera o investimento total de exploração de US\$6,0 bilhões, e 49% do investimento será destinado à perfuração de 16 poços na Margem Equatorial.



ESTRATÉGIAS DE REFINO E GÁS NATURAL



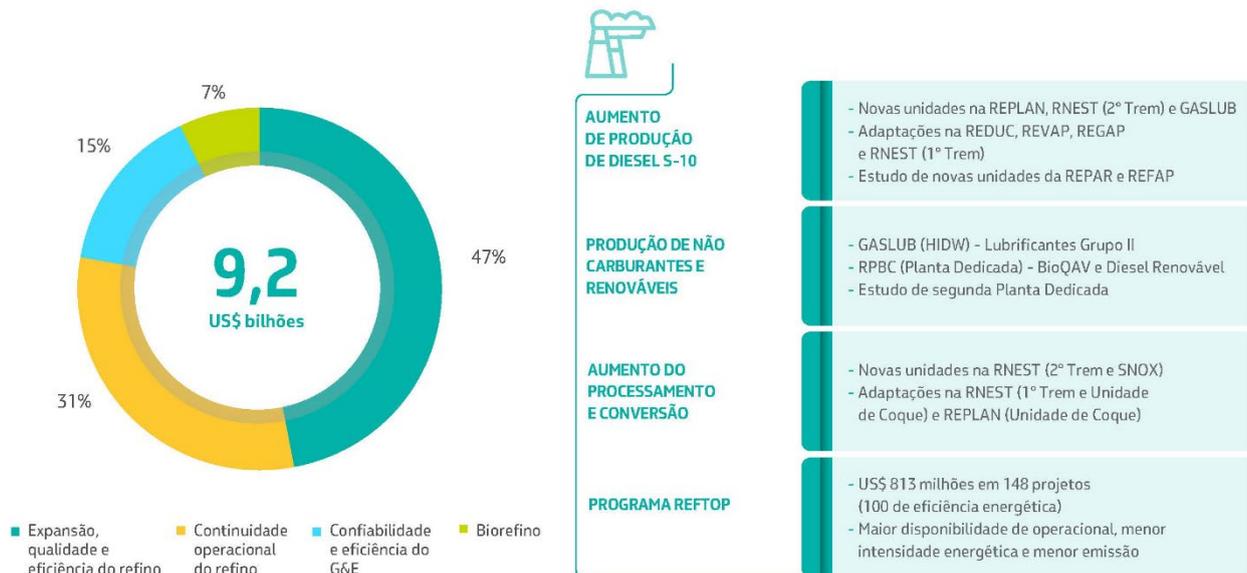
* Não inclui o Ativo Industrial de Guimarães (antiga Refinaria Potiguar Clara Camarão), no estado do Rio Grande do Norte.
** Gigawatt médio.

No segmento de Refino, nossa estratégia está focada em ativos próximos à maior oferta de petróleo e ao maior mercado consumidor brasileiro, aproveitando maior sinergia e integração com nossos ativos de E&P. Consistente com nossa estratégia de gestão de portfólio, mantemos nosso plano de desinvestimentos em relação a algumas unidades de refino e, em contrapartida, aumentamos nosso investimento em atualizações de nossas refinarias restantes para aumentar a produção de diesel S-10, capacidade de biorrefino e eficiência operacional enquanto ainda se reduzem as emissões.

Temos 10 refinarias localizadas em diferentes regiões do Brasil. Nosso objetivo estratégico é manter apenas cinco refinarias no Sudeste. Para os próximos cinco anos, o CAPEX estimado é de US\$9,2 bilhões no segmento de Refino, Gás e Energia, dos quais US\$7,8 bilhões serão investidos no segmento de Refino e US\$1,4 bilhão serão destinados ao segmento de G&E. Os investimentos serão concentrados nos projetos destacados abaixo.

CAPEX DE REFINO, GÁS E ENERGIA 2023-2027

Expansão e modernização das instalações de refino com produtos de baixo carbono de alta qualidade



Continuamos nos concentrando na eficiência operacional e energética de nossas unidades de refino e em produtos de maior qualidade com menor pegada de carbono, com destaque para investimentos em biorrefino. O plano prevê investimentos em oito novas unidades de processamento, além de seis obras de adaptação em larga escala em unidades existentes.

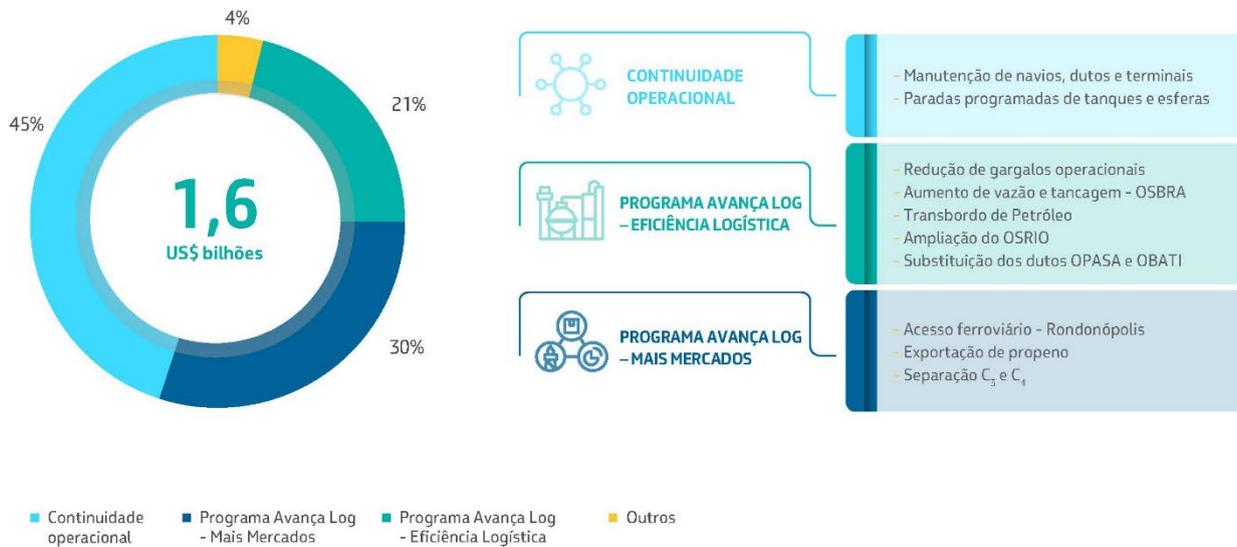
O programa de refino RefTOP representa um investimento notável de US\$800 milhões, que visa colocar nossas refinarias entre as melhores do mundo em termos de eficiência energética e desempenho operacional no uso de gás natural, vapor e eletricidade. Avançamos na maturidade deste portfólio de projetos, totalizando 148 projetos, sendo 100 em eficiência energética.

Quando analisamos a expansão e adequação das unidades de refino, concluímos que aproveitar as oportunidades no parque de refino existente provou ser o caminho mais econômico e atraente para o refino e para nossa empresa.

No segmento de Gás & Energia, o Plano Estratégico 2023-2027 destaca a continuidade da estratégia de comercialização de gás próprio, com ações comerciais alinhadas aos aumentos de capacidade, decorrentes de investimentos em expansão de infraestrutura e fornecimento de gás natural próprio. Nossos investimentos estão focados na Rota 3 e na unidade de processamento de gás natural para possibilitar uma saída de gás natural da produção do pré-sal. O Projeto Integrado Rota 3, do qual faz parte a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), é estratégico para nós, pois viabilizará o escoamento e o processamento de 21 milhões de m³/d de gás natural produzido no polo pré-sal da Bacia de Santos e aumentará a oferta de gás natural ao mercado brasileiro. Estimamos iniciar as operações de processamento de gás no Polo GasLub em 2024.

CAPEX DE COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA 2023-2027

Ser a melhor opção para clientes no Brasil e no exterior



A unidade de negócios de Comercialização e Logística (“C&L”) intensificará suas operações em mercados estratégicos no Brasil, continuando a expandir e fortalecer suas operações em mercados estrangeiros, atraindo novos clientes e buscando constantemente as melhores oportunidades para aumentar o valor de seus óleos e produtos. Outro foco da área é a otimização da infraestrutura logística com a remoção de gargalos no fluxo de produtos e óleos, otimização do estoque e redução dos índices de emissão da frota.

Produção de Petróleo, LGN e Gás Natural

Nossa curva de produção de petróleo e gás projetada para o período de 2023-2027 indica crescimento contínuo, mesmo considerando desinvestimentos, explicados pelo desenvolvimento de novos sistemas de produção e projetos complementares.

Em linha com nosso foco estratégico, as atividades de E&P estão concentradas em águas profundas e ultraprofundas no Brasil. A produção do pré-sal representará 78% de nossa produção total até o fim do período de cinco anos.

A curva de produção incorpora a entrada em operação de 18 novas plataformas (FPSOs) no período 2023-2027, sendo 11 afretadas, seis próprias e uma não operada.

A meta de produção para 2023 foi mantida em 2,1 milhões de barris de petróleo por dia, com variação de 4% para mais ou para menos, considerando ajustes do Contrato de Coparticipação de Sépia e Atapu, que reduziu 0,1 milhão de boed em relação ao plano anterior. A meta de produção total para 2023, incluindo petróleo e gás natural, também foi mantida em 2,6 milhões de boed, considerando uma variação de 4% para mais ou para menos.

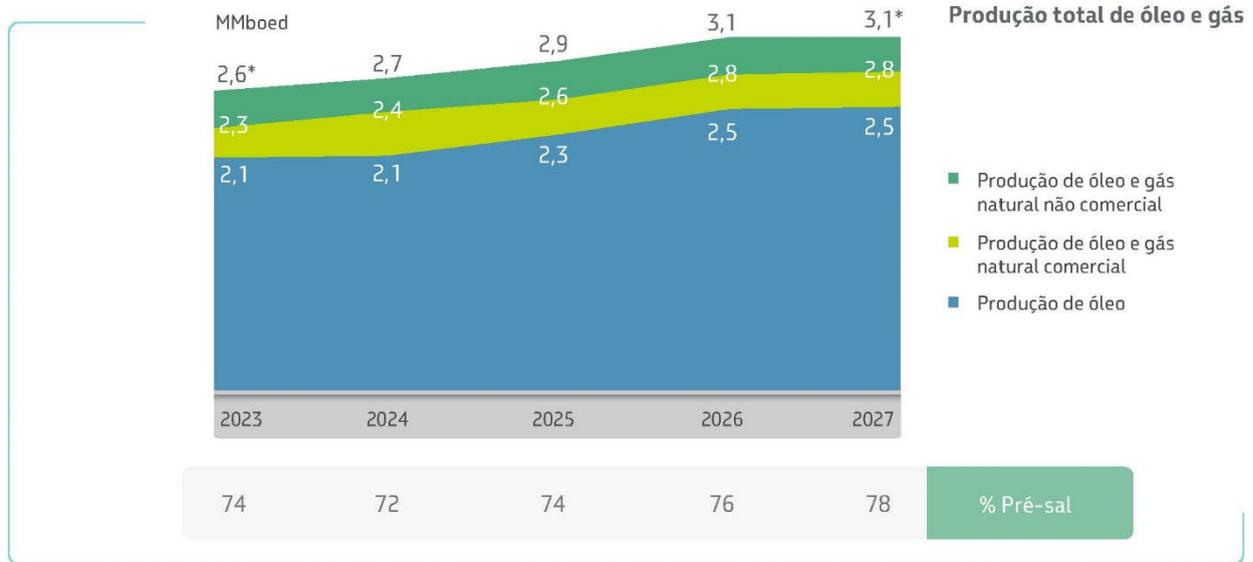
Nossa projeção de produção de petróleo para 2024 e 2025 foi reduzida em aproximadamente 0,1 milhão de bbl/d em comparação com o plano anterior devido a ajustes no cronograma de *tie-back* submarino do poço.

Todas as projeções de produção total e comercial permaneceram inalteradas para o Plano Estratégico 2023-2027.



PRODUÇÃO TOTAL

milhões boed | Participação Petrobras | Após desinvestimentos | 2023: Com variação de +/- 4%

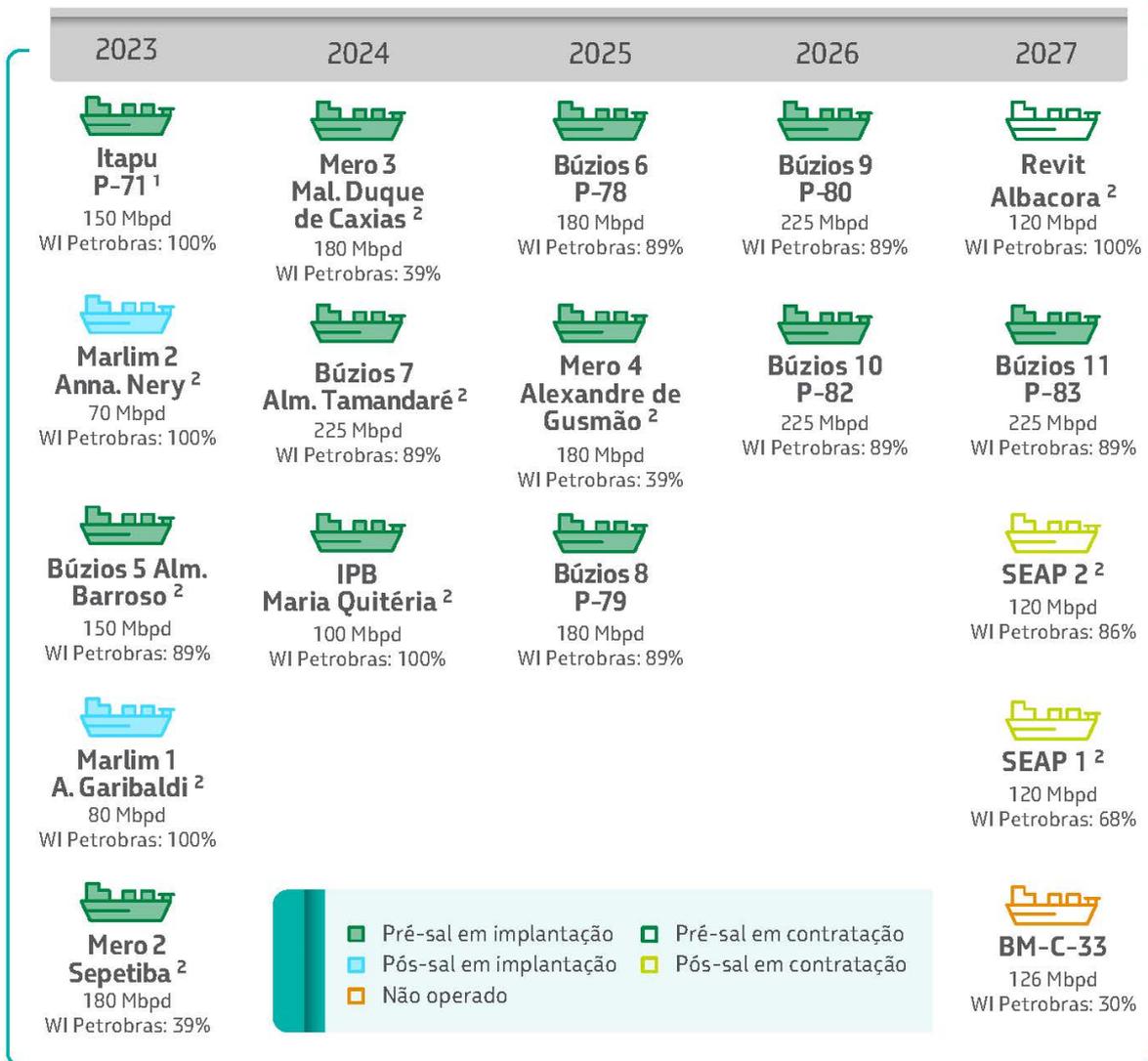


*Produção total operada: de 3,8 milhões boed (2023) para 4,7 milhões boed em (2027).

Abaixo, apresentamos o cronograma de nossas novas unidades até 2027. Nos próximos cinco anos, teremos 18 novos FPSOs que entrarão em operação, sendo 14 no pré-sal e quatro no pós-sal. O pré-sal do campo de Búzios receberá o maior número de unidades, com sete novos sistemas, combinando a magnitude e a alta produtividade desse ativo.



IMPLEMENTAÇÃO DE 18 FPSOS, CERCA DE 50% DOS FPSOS DO MUNDO



1) A operação começou em dezembro de 2022, mais cedo do que o planejado.

2) Unidade afretada.

O início das operações do FPSO P-71, instalado no campo de Itapu, na área do pré-sal da Bacia de Santos, estava originalmente previsto para 2023, mas ocorreu em dezembro de 2022, antes do planejado anteriormente.

As unidades que planejamos começar a operar até 2026 já estão contratadas. As três unidades previstas para o ano de 2027 estão atualmente em fase de contratação.

Financiamento

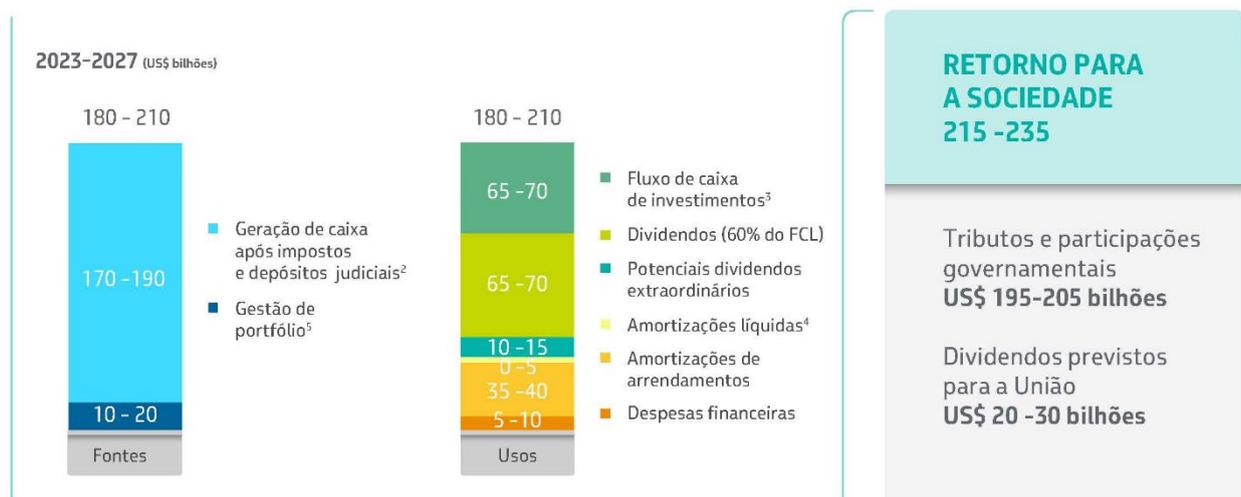
As principais premissas para a financiabilidade do Plano Estratégico 2023-2027 são:

- Preços competitivos, alinhados ao mercado internacional;
- Caixa de referência de US\$8 bilhões, superior ao nosso caixa mínimo, que atualmente é de US\$5 bilhões;
- Dividendos de acordo com nossa atual política de remuneração aos acionistas;
- Faixa de referência da dívida bruta de US\$50 bilhões a US\$65 bilhões; e
- Gestão de passivos: alongamento e manutenção da dívida em torno de US\$55 bilhões.

Vale ressaltar que o Plano Estratégico 2023-2027 é autofinanciado para os próximos cinco anos, com aproximadamente 52% de sua geração de caixa voltando à sociedade brasileira como um todo por meio de dividendos pagos ao Governo Federal brasileiro mais impostos e arrecadação do governo.

PLANO SÓLIDO E AUTOFINANCIADO PARA OS PRÓXIMOS CINCO ANOS

~52%¹ DA GERAÇÃO DE CAIXA RETORNAM PARA A SOCIEDADE BRASILEIRA



1) Dividendos pagos à União mais tributos e participações governamentais divididos pela geração de caixa antes dos impostos.
 2) Considera custos de descomissionamento de cerca de US\$ 1,5 bilhão/ano.
 3) Exclui arrendamentos classificados no CAPEX total.
 4) Considera captações de US\$ 11 bilhões.
 5) Impacto de aproximadamente 70 Mboed na produção de 2023 e de aproximadamente 150 Mboed nos demais anos.

O Plano Estratégico 2023-2027 considera uma gestão ativa de portfólio, com desinvestimentos esperados entre US\$10 bilhões e US\$20 bilhões ao longo do período de cinco anos, o que deverá contribuir para melhorar a eficiência operacional, o retorno sobre o capital e a geração de caixa adicional para fazer novos investimentos mais consistentes com nossa estratégia. A gestão ativa nos possibilita focar em ativos que têm o potencial de aumentar o retorno esperado do nosso portfólio de forma sustentável e/ou reduzir os riscos percebidos por nós.

Nosso Plano Estratégico espelha a importância de uma empresa forte, saudável e geradora de recursos. No futuro do Plano Estratégico, prevemos o pagamento de impostos totais e participação do governo de US\$195-205 bilhões. Somado aos nossos dividendos, de acordo com a atual política de remuneração aos acionistas, esse valor, que irá para o Governo Federal brasileiro e todos os demais acionistas, representa mais de 52% da nossa geração de receita operacional esperada.



Preço do Petróleo Bruto e Taxa de Câmbio

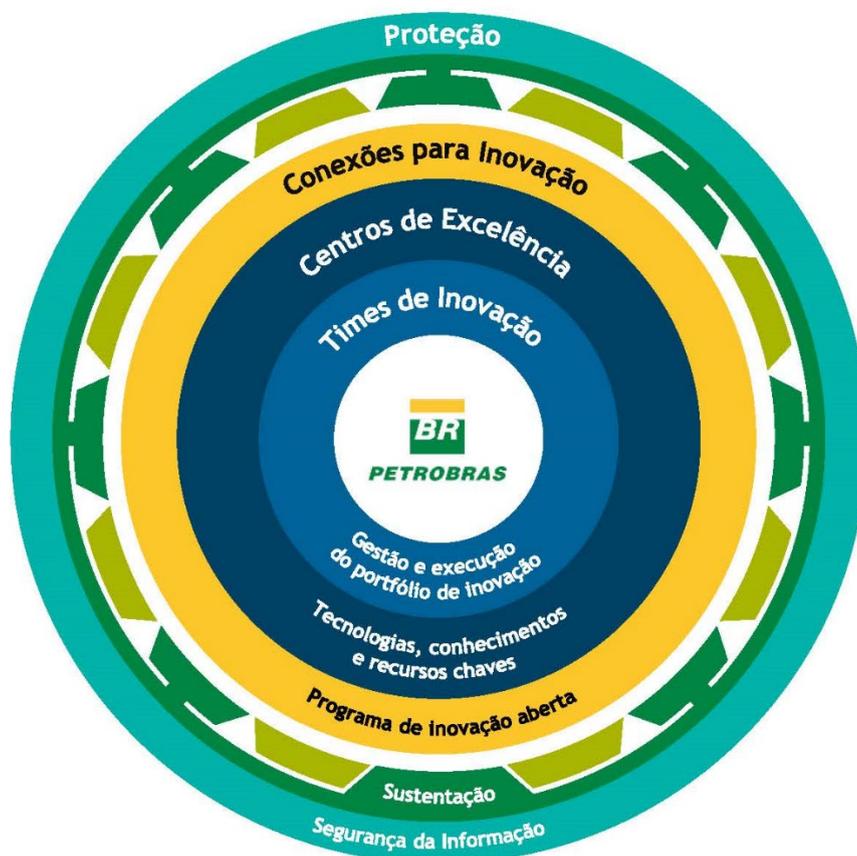
OS cálculos futuros foram realizados presumindo um preço médio do Petróleo Bruto Brent de US\$85/bbl em 2023, US\$80/bbl em 2024, US\$75/bbl em 2025, US\$70/bbl em 2026 e US\$65/bbl em 2027. Assumimos uma taxa de câmbio real/dólar americano média de R\$5 para US\$1 entre 2023 e 2026, e R\$4,9 para US\$1 em 2027.

Transformação Digital

Acreditamos que, como uma empresa de energia líder, é importante evoluir continuamente e implantar soluções industriais inovadoras de alto valor alavancadas por tecnologias digitais. Por isso, continuamos desenvolvendo um sistema de inovação consistente e integrado alinhado aos nossos pilares estratégicos.

Nossa estratégia de transformação e inovação digital é “inovar para gerar valor nos negócios de hoje e do futuro, cumprindo nossas metas de descarbonização”. Ela é implementada por uma estrutura e gerenciada de uma forma que acelera a geração de resultados por meio da inovação em escala. A estrutura é chamada de Máquina de Inovação e integra vários recursos, processos e recursos. É assim que estamos organizados para concretizar a estratégia.

QUADRO DE INOVAÇÃO



Equipes de Inovação - por meio da inovação, essas equipes agregam valor estabelecendo uma parceria entre os departamentos dedicados à tecnologia e à inovação com os departamentos dedicados aos negócios. É necessário capacitar as equipes para superar nossos desafios, acessando conhecimento, recursos e diretrizes; priorizando um portfólio de inovação baseado em nossos objetivos e programas estratégicos, assegurando que quaisquer resultados tenham adoção em escala.

Os **Centros de Excelência** asseguram que a especialização e os recursos necessários para entregas de valor estejam disponíveis e acessíveis, identifiquem, padronizem e garantam a execução de entregas de valor e identifiquem e envolvam parceiros apropriados para realizar suas atividades.



Conexões para Inovação é o nosso programa de inovação aberta, projetado para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor para nós. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando assim a competitividade e a transparência em nossos processos e proporcionando um melhor incentivo de alinhamento para o ecossistema de inovação.

A camada de **Estruturação/Sustentação** implementa a infraestrutura, as plataformas tecnológicas e os processos necessários para atingir os objetivos de negócios e gerar valor.

A **Segurança/Proteção da Informação** facilita e acelera a Transformação Digital e Cultural por meio da segurança cibernética e dos colaboradores, possibilitando a inovação.

Alavancamos a inovação por meio da ativação dessa estrutura, que possibilita o uso de recursos, conhecimento e tecnologia onde quer que estejamos.

Equipes de Inovação

As equipes de inovação estão estruturadas em módulos, conforme segue:

As equipes de **Fluxos de Valor** estão alinhadas a um fluxo valioso de trabalho, capacitadas para construir e entregar valor. Elas são projetadas para serem o mais independentes possível, minimizando as transferências para outras equipes para realizar o trabalho. Os negócios e a tecnologia trabalham juntos nessas equipes, com uma definição clara de funções, como Gerente de Produto (PM), Proprietário do Produto (PO), *Agile Master* e Desenvolvimento. Encerramos 2022 com 190 equipes organizadas em 15 Trens de Liberação Ágil (ART). A cada trimestre, em cada ART, essas equipes planejam, executam, verificam e se adaptam juntas, orientadas por objetivos e resultados-chave alinhados à nossa estratégia.

As equipes de Inovação em Robotização de Processos e Digitalização combinam especialização, plataformas de processos e tecnologia e entregaram valor por meio da tecnologia digital em toda a nossa cadeia de valor. Exemplos do trabalho desta equipe incluem possibilitar o nosso desempenho competitivo no novo mercado de gás, transformar o processo de fornecimento de material reduzindo o tempo de serviço de 30 para menos de dois dias, possibilitar que equipes de toda a nossa empresa implementem e evoluam seus próprios fluxos de serviços digitais ou automatizar mais de 34% dos controles SOX. Esses projetos produziram resultados como 1,2 milhão de horas-homem economizadas por ano, mais de 220 processos robóticos automatizados e desenvolvidos e dezenas de processos digitalizados.

As equipes de P&D&I têm um histórico de desenvolvimento e implementação bem-sucedida de tecnologias inovadoras, desde a exploração de bacias petrolíferas e implantação de sistemas de produção em águas profundas até o refino e produção de derivados de petróleo. Nossos esforços receberam quatro prêmios da Conferência de Tecnologia *Offshore* (OTC) (1992, 2001, 2015 e 2020). Além disso, em 2019, a edição brasileira da Conferência (OTC Brasil) também nos concedeu o *Distinguished Achievement Award*.

Estamos investindo em tecnologias digitais para otimizar a operação de nossas refinarias de maneira ainda mais eficiente, com flexibilidade e segurança. Nosso P&D está trabalhando para o desenvolvimento de novas tecnologias de processo para modernizar nossas refinarias por meio do nosso programa REFTOP. Para mais informações, consulte “Nossos Negócios – Refino, Transporte e Comercialização – RefTOP – Programa de Refino de Classe Mundial” neste relatório anual.

Além disso, nosso portfólio de projetos de P&D apoia iniciativas de diversificação de mercado em um contexto de transição energética, para canais de receita prospectivos em que a tecnologia é uma vantagem, como Captura, Utilização e Armazenamento de CO₂ (“CCUS”), Biocombustíveis e produtos renováveis, bem como o desenvolvimento de novos produtos e métodos de comercialização.

Nosso centro de pesquisa e desenvolvimento (“CENPES”) é uma das maiores instalações do seu tipo no setor de energia e uma das maiores do hemisfério sul. A instalação do CENPES possui uma área total de 308.000 m², incluindo 116 laboratórios e mais de 4.600 equipamentos, com tecnologia de ponta. A missão do CENPES é “imaginar, criar e fazer hoje o futuro da Petrobras”. Em 31 de dezembro de 2022, esta instalação tinha 1.053 empregados, 90,6% dos quais dedicados à pesquisa e desenvolvimento. Também temos algumas



plantas de protótipos em escala semi-industrial em todo o Brasil que estão localizadas perto de nossas instalações industriais e visam a prototipagem rápida e a ampliação de novas tecnologias industriais a custos reduzidos. Atuamos continuamente em várias atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento. Também realizamos projetos de pesquisa em conjunto com universidades e centros de pesquisa no Brasil e no exterior, bem como com fornecedores, *startups* e outras operadoras, a fim de desenvolver tecnologias de apoio ao Plano Estratégico, além de antecipar tendências e investir em rotas tecnológicas alinhadas à nossa estratégia.

Em 2022, investimos US\$792 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Somos uma das empresas, entre as principais companhias de óleo e gás, que mais investiram em P&D nos últimos anos, de acordo com a Evaluate Energy. Cerca de 32,6% do nosso portfólio de P&D são tecnologias digitais intensivas, como *big data*, computação de alto desempenho e inteligência artificial, para apoiar o desenvolvimento de nossos negócios.

Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atuação. Atualmente, temos 1.218 pedidos de patentes sob análise, 478 no Brasil e 740 no exterior, em 45 países. Em 2022, registramos 351 patentes: 223 no exterior e 128 no Brasil, superando, pelo segundo ano consecutivo, nosso recorde de registros em um único ano entre as instituições brasileiras. À medida que buscamos resultados valiosos em pesquisa e desenvolvimento, estamos explorando novas maneiras de inovar por meio de tecnologias disruptivas, transformação digital e envolvimento de *startups*.

As equipes do **Safety Innovation Lab** trabalham para fornecer soluções e tecnologias inovadoras focadas em produtos de software e hardware para acelerar nossa ambição de zero fatalidade e reduzir outros problemas em SMS, como absenteísmo, vazamentos e seus impactos, com foco na implementação ágil para reduzir o impacto na vida e no meio ambiente. As equipes se concentram na geração de valor em segurança e saúde ocupacionais e de processos por meio da implementação eficiente de soluções desenvolvidas e testadas em ambientes controlados e representativos, a fim de oferecer soluções para prever e prevenir riscos. As equipes são capazes de fazer isso monitorando ativamente os trabalhadores e o espaço de trabalho ou reduzindo a exposição humana ao risco pela aplicação de tecnologias como vestíveis, análise de vídeo inteligente, robótica e drones.

Centros de Excelência

Centro de Excelência em Realidade Estendida (XR): O Centro de Excelência em Realidade Estendida (XR) é baseado em um projeto inovador realizado entre 2020 e 2022 (no Microsoft Mixed Reality utilizando HoloLens 2) que trouxe a necessidade de soluções em realidade virtual, aumentada e mista.

Centro de Excelência em Computação em Nuvem (CCC): Possibilita que adotemos uma nuvem pública que dê suporte ao nosso Programa de Transformação Digital. O CCC construiu um ambiente de computação híbrida de múltiplas nuvens, reunindo todos os recursos dos provedores de nuvem com dados e conectividade no local, impulsionando a segurança, o acesso e a governança de dados, bem como o uso em alta escala de serviços nativos da nuvem no processo de construção de soluções de negócios.

Centro de Excelência em Computação de Alto Desempenho (HPC): Em 2022, com o lançamento do PÉGASO, o maior e mais ecológico supercomputador da América Latina, passamos a contar com os quatro maiores e mais ecológicos supercomputadores do continente, juntamente com Dragão, Atlas e Fênix¹. Combinado com o uso da tecnologia de nuvem pública, nosso investimento em computação de alto desempenho é essencial para apoiar programas estratégicos de *upstream*, como EXP100 e PROD1000. Para mais informações sobre o EXP100 e o PROD1000, consulte “Nossos Negócios – Exploração e Produção”.

Dados: Ao longo de 2022, evoluímos no desenvolvimento de nossa plataforma de dados, Ambiente Integrado de Dados e *Analytics* (AIDA), com definições de arquitetura, processos, *front-end* e três equipes instanciadas. O OSDU foi implantado no ambiente de nuvem do Azure com dados de poços e logs.

¹ De acordo com as listas TOP500 e GREEN500, publicadas em junho de 2022.



Desenvolvemos o uso do Gerenciamento de APIs do Azure em escala e alcançamos 89% de centralização de soluções usando o banco de dados integrado de E&P.

Centro de Excelência em *Analytics* e Inteligência Artificial: Em 2022, o CoE em *Analytics* e IA aceleraram nossa jornada de qualificação em análise e ciência de dados. Em termos de tecnologia, o CoE desenvolveu o mercado de ciência de dados, uma ferramenta que visa simplificar e agilizar a forma como um ambiente de nuvem é provisionado, por meio do qual os cientistas de dados têm acesso a vários serviços cognitivos em um ambiente completo para o desenvolvimento de modelos de aprendizado de máquina e inteligência artificial.

Centro de Excelência em Automação de Processos (CERD): Em 2022, o CERD teve o desafio de migrar sua RPA (Automação de Processos Robóticos) para lidar com o SAP S/4 em vez do R/3 e estabelecer as bases para aumentar a hiperautomação. Além disso, o CERD foi premiado com o terceiro lugar como o melhor caso de sucesso de automação na Imagine, a maior conferência da Automation Anywhere. Usando o NOW Platform, o CERD consolidou o Catálogo de Serviços Empresariais unificando e desativando mais de quatro aplicativos legados, melhorando a experiência e a eficiência do usuário. Depois, o CERD estabeleceu novas parcerias com a Outsystems para demandas de *Low code* e BPMS e a Celonis para Mineração de Processos.

Centro de Excelência em Gestão de Relacionamento (CEGR): Contratamos uma plataforma de CRM (Gestão de Relacionamento com o Cliente) para apoiar nossa operação de comercialização. O objetivo é aumentar o desempenho e a parceria com nossos clientes no cenário mais competitivo do mercado de petróleo e gás. Em novembro de 2022, foi lançada uma versão Beta do novo portal de negócios, com o objetivo de substituir o “Canal Cliente” por novos recursos como Informações Financeiras, Programação de Caminhões, Fale Conosco e Menu Executivo. Além disso, a inteligência artificial, as tecnologias, o *omnichannel*, a visão 360 e os recursos analíticos completarão a solução que será executada em um ambiente de nuvem moderno e integrado.

Centro de Excelência Ágil (CEA): Continuamos expandindo a nossa adoção de princípios ágeis para acelerar os resultados e estimular a inovação em um ritmo acelerado. Até o momento, 15 Trens de Liberação Ágil foram lançados, transformando 190 equipes e envolvendo mais de 1.300 pessoas em TI e participantes de negócios e partes interessadas. O Centro de Excelência Ágil oferece treinamento e coaching para viabilizar iniciativas transformadoras e nossos Programas Estratégicos.

Conexões para Inovação

Conexões para Inovação é o nosso programa de inovação aberta, projetado para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor para nós. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando assim a competitividade e a transparência em nossos processos e proporcionando um melhor alinhamento e incentivos para o ecossistema de inovação. Em 2022, aprimoramos o site <https://tecnologia.petrobras.com.br>, que visa utilizar uma abordagem sistemática com o ecossistema externo. O site hospeda o programa Petrobras Conexões para Inovação, que compila todas as nossas iniciativas de inovação aberta. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência neste relatório anual.

O programa consiste em diferentes módulos, cada um projetado para um tipo específico de oportunidade que se baseia em três variáveis principais: (i) o público-alvo (estudantes, universidades, institutos de tecnologia, *startups*, grandes empresas, etc.), (ii) o modelo de negócios e (iii) o *technology readiness level* (TRL).

As descrições dos módulos e principais realizações em 2022 incluem:

Módulo Open Lab: Este módulo concentra oportunidades para desenvolver *software* de código aberto por meio do GitHub. Essa modalidade de desenvolvimento de software foi iniciada por nós em 2022 e dois repositórios foram publicados até o momento.



Módulo Encomendas Tecnológicas: Este módulo foi projetado para concentrar oportunidades que variam de TRL 2 a TRL 7 (“TRL” ou “*Technology Readiness Level*”), possibilitando que assumamos o risco tecnológico na fase de desenvolvimento da tecnologia e vinculemos as fases de desenvolvimento e expansão, tornando-o mais atraente para as empresas. Em 2022, três novos contratos foram firmados para desenvolver tecnologias como inspeção de dutos submarinos, processamento petroquímico e gêmeo digital de Extração Artificial e Garantia de Fluxo.

Módulo Transferência de Tecnologias: Neste módulo, oferecemos contratos de licenciamento de nossas tecnologias, aumentando assim o número de empresas aptas a prestar serviços a partir de tecnologias desenvolvidas internamente por nós, em troca de royalties. Em 2022, foram firmados nove novos contratos de licenciamento.

Módulo Ignição: Este módulo promoveu uma parceria com uma universidade brasileira para incentivar a experimentação, desafiando os jovens a cocriar soluções para a transformação digital do setor de petróleo e gás. Em 2022, 24 alunos participaram de três ciclos de ideação e experimentação, com foco em desafios sobre pegada de carbono, gêmeos digitais e vestíveis para operação e segurança *offshore*.

Módulo Startup: Este módulo busca desenvolver soluções e modelos de negócios para *startups* inovadoras e pequenas empresas por meio de projetos de inovação. Os projetos concluídos com sucesso têm a possibilidade de realizar testes de campo do lote piloto ou serviço pioneiro. Em 2022, lançamos a quarta edição de nossa chamada pública para *startups* e selecionamos 23 empresas para trabalhar em 19 desafios, representando um investimento total de mais de US\$3 milhões. Nessa edição, houve desafios em robótica, redução de carbono, tecnologias digitais, corrosão, modelagem geológica e tecnologias de inspeção.

Módulo Aquisição de Soluções: Este módulo tem como objetivo testar soluções inovadoras que foram desenvolvidas pelo ecossistema de inovação por meio de Contratos Públicos de Solução Inovadora (CSPIs). Cada CSPI pode chegar a um investimento total de US\$300 mil para testar a solução. Em 2022, assinamos o primeiro CSPI do Brasil, publicamos 12 oportunidades e assinamos 11 contratos de CSPI no total, representando um investimento total de mais de US\$1,5 milhão.

Módulo Parcerias Tecnológicas: Por meio deste módulo, oferecemos Termos de Cooperação Tecnológica (TCAs) focados em baixos TRLs, exigindo assim um forte envolvimento com a academia. Em 2022, foram assinados 227 novos TCAs com nosso departamento de inovação, a maioria deles com institutos tecnológicos brasileiros, representando um investimento total de mais de US\$170 milhões.

Módulo Residentes: Este módulo foi criado para aumentar a interação com nossos parceiros externos (universidades, empresas de tecnologia e centros de P&D), melhorando a sinergia e acelerando projetos internos e curvas de aprendizado associadas a tecnologias emergentes, trazendo pesquisadores das nossas parcerias reais para trabalhar em nosso centro de pesquisa. Os 17 pesquisadores participantes do módulo 2022 estão vinculados a contratos de cooperação e serviços de tecnologia e trabalham em nossas instalações com acesso a laboratórios, software, capacidade informática e banco de dados interno. Estamos estruturando a próxima fase que possibilitará a aplicação de pesquisadores estrangeiros. Por meio deste módulo, pretendemos fortalecer a conexão com pesquisadores de todo o mundo, gerando valor extra e inovação para os nossos negócios.

Sustentação / Estruturação

Por meio dessa frente de trabalho, buscamos assegurar a disponibilidade e a qualidade de serviços, equipamentos e tecnologias transversais e multiusuários, com eficiência de custos, segurança e sustentabilidade. Estamos focados na execução e no aprimoramento de processos e na alocação eficiente de recursos, além de fornecer acesso ao conhecimento necessário para apoiar nossa transformação e inovação digital, por meio da Academia de Transformação Digital.



Contribuindo para a estratégia de nos impulsionar para o futuro, trabalhamos em parceria com os Centros de Excelência no desenvolvimento e oferecimento de programas de treinamento e educação. Desde 2020, mais de 1.400 empregados foram treinados e qualificados para trabalhar em novas funções, como cientista de dados, *agile master* e arquitetos de nuvem. Além disso, mais de 11.400 de nossos empregados de todos os departamentos concluíram cursos em áreas de especialização tecnológica.

Destacamos também como entregas relevantes a expansão de nossa capacidade de conectividade de telecomunicações, com projetos de fibra óptica submarina e cobertura de rede sem fio, melhorando a eficiência das operações em ambientes *offshore* e *onshore*. Isso também contribui para a aceleração da transformação digital, renovação e otimização de infraestrutura e suporte de sistemas. O foco no uso da computação em nuvem, em novos canais de comunicação e serviço digital e na implementação de projetos de infraestrutura, visando a manutenção e modernização de nossas instalações físicas e tecnológicas, possibilitam maior eficiência em nossas operações e aumentam a produtividade de nossos empregados.

Proteção

A segurança da informação exerce um papel crucial em nossas operações diárias e está sendo tratada como uma prioridade e um facilitador da inovação em nossa jornada de transformação digital. Desde 2020, utilizamos o Centro de Excelência em Tratamento e Resposta a Eventos de Segurança, focado na proteção cibernética de nossos ativos tecnológicos e operacionais, incluindo sistemas industriais e de controle, para que tenhamos processos sólidos para proteger nossos ambientes digitais alinhados às melhores práticas de mercado, sujeitos a melhorias constantes. Com base em referenciais e com *benchmarks* da indústria de petróleo e gás, desenvolvemos um plano de trabalho que nos elevou em nosso mercado em relação à maturidade da gestão de segurança, tanto em ambientes corporativos quanto de automação.²

As tentativas de ataque cibernético são prontamente identificadas e devidamente administradas pelo nosso ecossistema de segurança, incluindo pessoas, processos e tecnologia de segurança. Como resultado, em 2022 não tivemos impacto operacional ou na reputação em função de ataques cibernéticos capazes de comprometer nossos ambientes corporativos e industriais.

Também lideramos uma rede nacional de inteligência com mais de 50 organizações que compartilham informações sobre ataques cibernéticos, melhorando consideravelmente nossos processos e defesas preventivas.

Desde 2021, somos membros de um fórum de referência mundial selecionado em Segurança da Informação - FIRST (Fórum de Equipes de Resposta a Incidentes e Segurança). Ele reúne uma ampla variedade de equipes de segurança cibernética e resposta a incidentes, incluindo setores industriais, governamentais, comerciais e acadêmicos, com representação de diferentes países. Essa organização trabalha principalmente com a prevenção de ataques cibernéticos, ajudando a aumentar o nível de maturidade da segurança da informação em escala global.

A privacidade é outro tema relevante para nós. Vemos a legislação relativa à proteção de dados pessoais como uma oportunidade para evoluir o nosso sistema para uma maior maturidade, acrescentando melhorias contínuas aos nossos processos de privacidade. De acordo com a Lei nº 13.709/2018 – Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”), estaremos sujeitos a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Para atingir a excelência, o processo é conduzido por meio de um modelo de governança, e a adoção de medidas técnicas e administrativas para responder aos requisitos legais, mitigar os riscos de violações de dados e assegurar os direitos de dados dos empregados e das partes interessadas como titulares dos dados.

² De acordo com o Cybersecurity Framework (CSF) do NIST (Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia dos EUA) e o Gartner's IT Score for Security and Risk Management.



Ambiental, Social e Governança

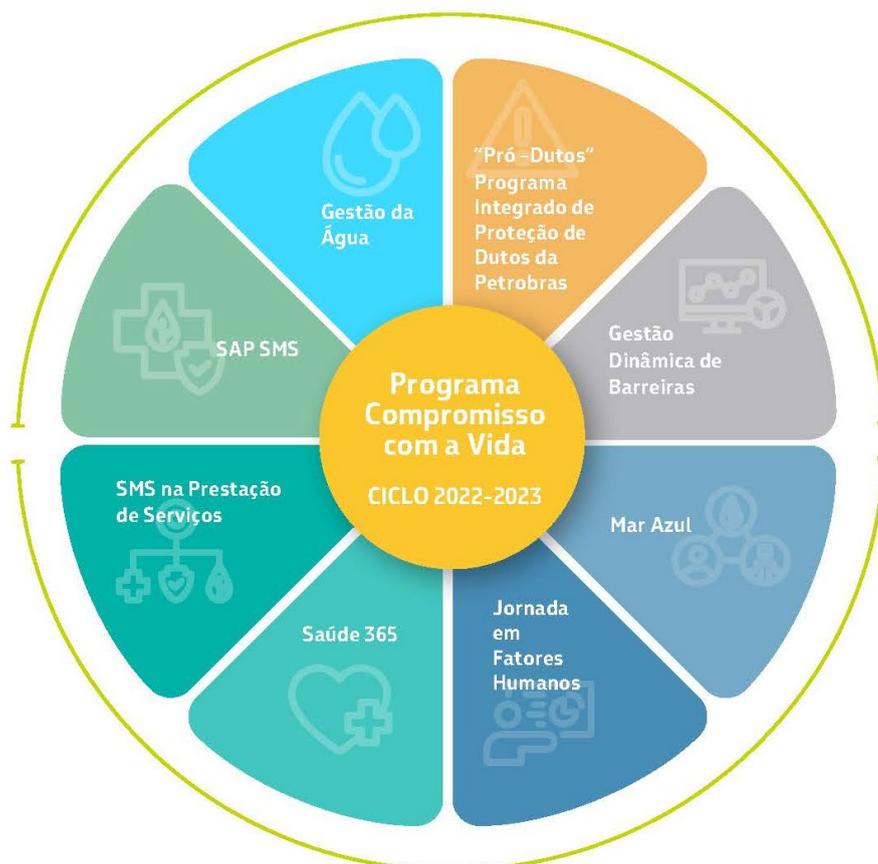


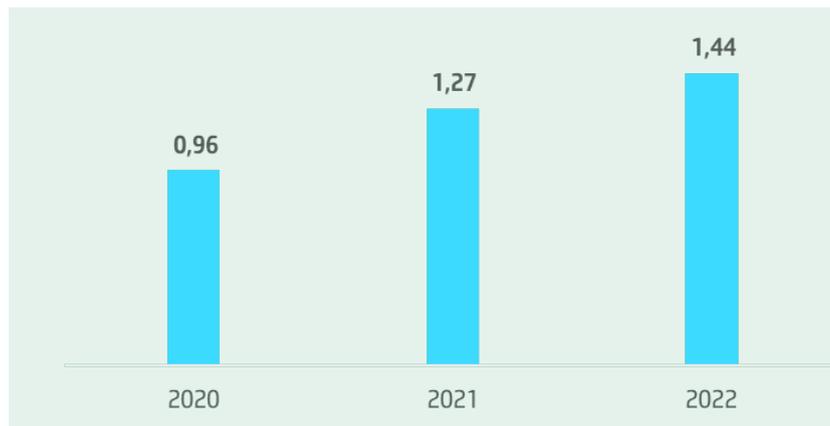
Ambiental

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma das nossas principais preocupações e é essencial para o nosso sucesso. A cada ano, mantemos um conjunto de iniciativas focadas na prevenção de acidentes e na preservação da vida e do meio ambiente, alinhado com o nosso Programa Compromisso com a Vida. O Programa é composto por projetos estruturados com base na análise crítica da gestão de saúde, segurança e meio ambiente ("SMS"), tendo como referência as melhores práticas de mercado, e busca atingir nossas metas de zero fatalidade e zero vazamento, ao passo que fortalece nossa visão de sermos um exemplo de SMS para a indústria com os seguintes princípios:

1. SMS como valor;
2. Respeito à Vida;
3. Gestão Baseada em Risco;
4. Sustentabilidade Empresarial; e
5. Excelência e Transparência no Desempenho.

As principais iniciativas do Programa para 2022 foram as seguintes:



**INVESTIMENTOS EM SMS (US\$ bilhões)**

Nossos investimentos em SMS são direcionados para: nossas operações, redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso da água e de efluentes, reparação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossos dutos e aprimoramento da nossa capacidade de prevenir e responder a emergências. Além disso, apoiamos diversos projetos socioambientais.

O desenvolvimento dos nossos negócios com fornecedores também envolve requisitos ambientais de acordo com as melhores práticas do setor. As empresas contratadas devem apresentar evidências e certificações relacionadas ao cumprimento das normas de SMS e confirmar que atendem a todos os requisitos, leis e regulamentos aplicáveis e boas práticas de ASG, de acordo com nossos novos compromissos formalizados em 2022.

Desde 2019, somos certificados pela ASCM Enterprise Certification, que é uma certificação inédita no nível de cadeia de suprimentos corporativa que demonstra responsabilidade social, sustentabilidade econômica e responsabilidade ambiental, reconhecendo que nossas atividades de Manutenção, Reparos e Operações (MRO) e as cadeias de suprimentos de materiais de projeto estão cumprindo as normas de ética, sustentabilidade e responsabilidade econômica em relação aos processos, às pessoas, às práticas e ao desempenho.

Como resultado do processo de certificação da cadeia de suprimentos de MRO de 2019 pela ASCM, começamos a trabalhar com foco na sincronização de seus escalões, do planejamento à entrega, bem como na melhoria do gerenciamento de estoque.

Em setembro de 2022, ganhamos o Prêmio ASCM de Excelência na categoria Transformação Corporativa, em reconhecimento ao nosso desempenho superior e à nossa dedicação ao avanço do campo da gestão da cadeia de suprimentos. O prêmio reconheceu os avanços alcançados por nossa cadeia de suprimentos de materiais de MRO e projeto, a partir de ações que geraram impacto, como aumento da disponibilidade, otimização do estoque e responsabilidade fiscal.

Taxa de Acidentados Registráveis

A segurança é um dos nossos valores fundamentais.

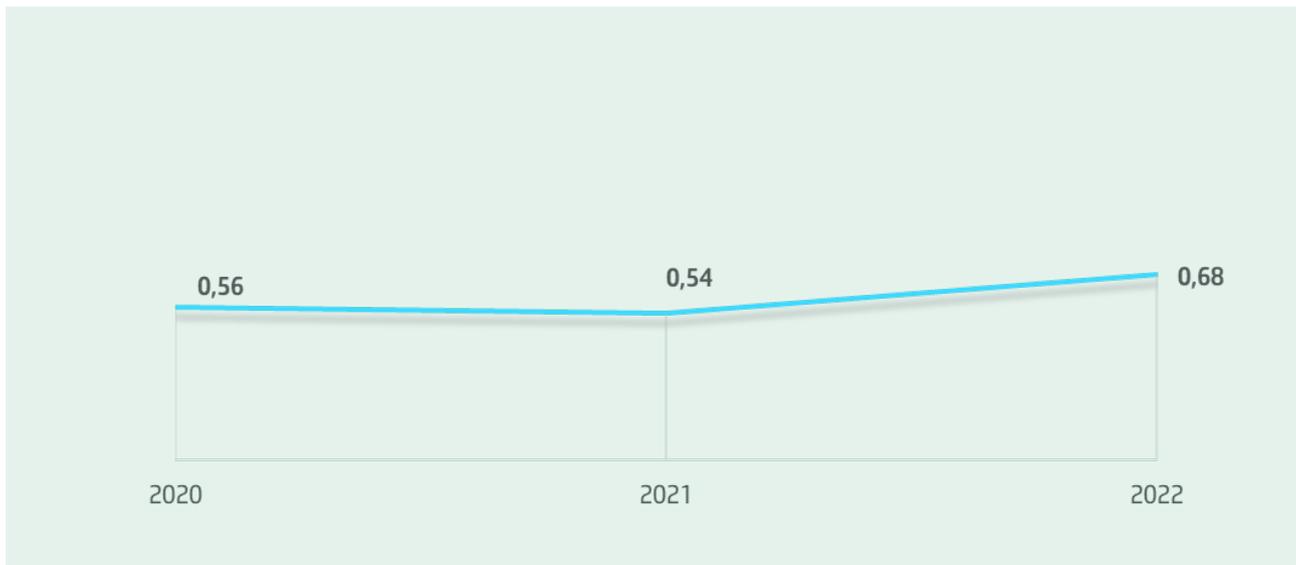
Os dois principais objetivos da nossa gestão de SMS são eliminar acidentes fatais e atingir um desempenho de alto nível quando se trata da prevenção de lesões aos nossos empregados e a terceiros. Em 2022, treinamos nossos empregados em segurança de processos, aspectos de SMS em contratos, auditoria comportamental e iniciamos a construção da Jornada de Fatores Humanos, com maior ênfase na ergonomia em projetos e operações.

A taxa TAR é uma das métricas monitoradas por nossa alta administração para questões de saúde e segurança. A evolução da TAR reflete a implementação de diversas iniciativas para a promoção da nossa cultura de segurança, treinamentos e nosso programa de avaliação de gestão de SMS.



Após a obtenção de um resultado de TAR de 0,68 em 2022, em nosso Plano Estratégico 2023-2027, estabelecemos um limite aceitável de 0,7 para 2023, que é inferior ao *benchmark* do setor. Esperamos que este resultado nos coloque entre as principais empresas de petróleo e gás em termos de segurança. Desde 2016, nosso departamento de Saúde, Segurança e Meio Ambiente tem promovido anualmente o Programa Compromisso com a Vida, que inclui ações e projetos destinados a melhorar os resultados em programas de SMS. Os resultados de desempenho do ano anterior são um dos principais fatores considerados no planejamento do Programa Compromisso com a Vida.

TAXA TOTAL DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS – TAR ⁽¹⁾



1) Em 2022, tivemos uma TAR de 0,68, 26% superior ao de 2021, quando alcançamos uma TAR de 0,54.

Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, infelizmente registramos cinco fatalidades envolvendo empregados próprios e contratados em 2022 (em comparação com três fatalidades em 2021). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados, a fim de identificar suas causas e adotar medidas preventivas e corretivas. Essas medidas são monitoradas regularmente uma vez que são adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas em toda a empresa para possibilitar que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de ocorrência de eventos semelhantes em suas próprias operações.



Impactos Ambientais

PRINCIPAIS IMPACTOS



- 1) Número atualizado, considerando que o critério de relatório foi revisado. Conservadoramente, foram considerados todos os registros de vazamento de óleo e derivados com volume acima de um barril (equivalente a 159 litros) que atingiram corpos de água ou solo não impermeável.
- 2) Após o fechamento do número 2020 do Relatório Anual e Form 20-F anterior, foram recebidas informações extemporâneas dos prestadores de serviços, o que exigiu sua atualização. Essa atualização já foi incluída no Relatório de Sustentabilidade Petrobras 2020.
- 3) Efluentes industriais, água produzida e efluentes sanitários (estes últimos incluídos a partir de 2020, de acordo com as últimas diretrizes da GRI). O número não considera a água produzida reinjetada nos reservatórios de óleo/gás para recuperação secundária, nem os efluentes dos sistemas abertos de refrigeração.
- 4) Soma dos volumes de vazamento de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a um barril, que atingiram corpos d'água ou solos não impermeabilizados. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo de Vazamento de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da Agência Nacional do Petróleo - ANP para notificação de incidentes nas atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas não foram contabilizados.

Somos uma empresa de energia com foco em petróleo e gás. Portanto, usamos recursos naturais e impactamos o ecossistema por meio de nossas atividades. No entanto, buscamos reduzir os impactos de nossas atividades no meio ambiente. Em 2022, investimos US\$810 milhões em projetos ambientais, comparados a US\$708 milhões em 2021 e US\$508 milhões em 2020. Esses projetos ambientais continuam incluindo principalmente ações direcionadas à redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão de efluentes e do uso racional e da reutilização da água, gestão de riscos e impactos na biodiversidade, remediação de áreas contaminadas, recuperação de áreas degradadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de dutos, melhora da capacidade de resposta a emergências e segurança de nossas operações.

Para mais informações sobre nossas estratégias e metas ASG, consulte "Plano Estratégico" neste relatório anual.

Planos de Vazamentos e Remediação Ambiental

Os vazamentos de petróleo e derivados totalizaram 218,03 m³ em 2022, em comparação com 11,6 m³ em 2021.

Buscamos constantemente aprimorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos, que são estruturados nos níveis local, regional e corporativo.



Desde 2019, o programa “Mar Azul” tem como objetivo identificar e abordar as principais causas de perda de eventos de contenção primária. O programa continua integrando um dos nossos mais importantes programas de SMS, denominado Programa Compromisso com a Vida. Desde 2020, este programa continua incorporando lições aprendidas com os eventos de perda de contenção ocorridos ao longo deste período, integrando barreiras de segurança, processos e atividades rotineiras em nossas Unidades de Produção, fazendo parte de uma gestão ativa que busca continuamente oportunidades de aprimoramento.

Em 2022, nosso resultado de vazamento de óleo foi fortemente impactado por um evento que representou 88% dos derramamentos, o que fez com que nosso Indicador de Volume Vazado de Óleo e Derivados (VAZO) atingisse um valor de 218,3 m³. As causas do evento foram analisadas e integradas ao programa Mar Azul a fim de incorporar o que foi aprendido no processo. É importante ressaltar que, embora nosso resultado de 2022 represente um aumento em relação a 2021, o volume vazado ainda é menor quando comparado ao desempenho médio de nosso Grupo de Pares em 2021¹, que apresentou um volume de 936,8 m³ de óleo vazado de eventos superiores a um bbl.

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos detalhados de contingência de resposta e remediação a serem implementados em caso de derramamento de óleo ou vazamento de nossas operações *offshore*. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) audita, aprova e autoriza a execução desses programas.

Para responder a esses eventos, temos embarcações de recuperação de vazamento de petróleo totalmente equipadas para controle de vazamento de petróleo e combate a incêndios, barcos de apoio e outros veículos, barcos de apoio e recuperação adicionais disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de petróleo *offshore*, barreiras de contenção, barreiras absorventes e dispersantes de óleo, entre outros recursos. Esses recursos são distribuídos em Centros de Defesa Ambiental, localizados em áreas estratégicas, de forma a garantir uma resposta rápida e coordenada aos vazamentos de petróleo *onshore* ou *offshore*.

Temos aproximadamente 300 trabalhadores treinados disponíveis para responder a vazamentos de petróleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores treinados adicionais para limpezas costeiras em curto prazo que fazem parte 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 vazamento de petróleo *offshore* fora do Brasil.

Desde 2012, somos membros da Oil Spill Response Limited (“OSRL”), uma organização internacional que reúne mais de 160 empresas, incluindo grandes empresas petrolíferas nacionais e independentes, empresas relacionadas à energia, bem como outras empresas que operam em outros lugares na cadeia de suprimentos de petróleo. A OSRL participa da Global Response Network, uma organização composta por várias outras empresas dedicadas ao combate a vazamentos de óleo. Como membros da OSRL, temos acesso a todos os recursos disponíveis por meio dessa rede e também assinamos os Serviços de Intervenção em Poços Submarinos, que fornecem rápida implantação internacional de equipamentos de proteção e contenção prontos para resposta. Os equipamentos de nivelamento são armazenados e mantidos em bases no mundo todo, inclusive no Brasil.

Em 2022, voltamos a integrar a Associação de Empresas de Petróleo e Gás Natural na América Latina e Caribe (“ARPEL”) para melhorar seus processos internos e compartilhar conhecimento técnico com outros operadores e reguladores da América Latina.

Em 2022, realizamos 16 simulados de emergência: três presenciais, três totalmente remotos e dez em formato híbrido.

Continuamos avaliando e desenvolvendo iniciativas para abordar as preocupações de SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS em projetos e operações de capital.

¹ Dados sobre volumes vazados de operações, extraídos de relatórios de sustentabilidade ou similares publicados por empresas que compõem nosso grupo de pares (BP, Shell, Total, Exxon Mobil e Equinor). Até a apresentação deste relatório anual, nem todos os dados sobre volumes vazados por empresas do nosso grupo de pares para 2022 haviam sido divulgados.



Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas são sustentadas por três pilares: i) quantificação e transparência de carbono; ii) resiliência de nossa posição em petróleo e gás frente à transição de baixo carbono; e iii) fortalecimento de nossas habilidades para criar valor em baixo carbono.

Trabalhamos para garantir que os riscos e oportunidades de carbono sejam corretamente capturados em cenários, quantificados e considerados em nossas decisões, para a sustentabilidade e resiliência de nossos negócios. Adotamos a transparência no carbono como valor. Destacamos nosso apoio público à Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima (TCFD) e adotamos as recomendações da TCFD como referência em divulgações relacionadas ao clima. Também consideramos quadros do Sustainability Accounting Standards Board (SASB), IPIECA, da Global Reporting Initiative (GRI) e Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP) como referências externas para divulgações e desempenho.

Nossa prioridade é operar com baixo custo e desempenho de emissões superior, salvaguardando nossa competitividade nos mercados mundiais no contexto de desaceleração e subsequente retração da demanda, baixos preços do petróleo e preços do carbono. Nossos projetos são avaliados assumindo um preço de longo prazo do petróleo Brent de US\$55 por barril. Para alcançar a resiliência de nosso portfólio, todos os projetos também devem ser rentáveis em nosso cenário de resiliência, o que proporciona uma transição energética acelerada com uma redução significativa no preço dos combustíveis fósseis, assumindo um valor de petróleo bruto de US\$35 por barril no longo prazo. São premissas rigorosas para o preço do petróleo, alinhadas com os cenários compatíveis com os objetivos do Acordo de Paris.

O desafio de alcançar a neutralidade das emissões é vasto, e reconhecemos que temos muitas, mas não todas, as respostas sobre como chegar lá. Desde 2021, utilizamos a metodologia da Curva de Custo Marginal de Abatimento (MACC) para comparar o potencial de abatimento das emissões operacionais de oportunidades no curto, médio e longo prazo.

A inovação é um elemento relevante para possibilitar a transição energética. Nossa prioridade é inovar para maximizar o valor e a competitividade em negócios de baixo carbono, visando a diversificação a longo prazo.

Em 2022, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte²:

- Emissões totais de GEE de 48 milhões de tCO_{2e}, compatíveis com nossa meta de reduzir as emissões totais operacionais de GEE em 30% até 2030, em comparação com 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 15 kgCO_{2e}/boe³, a caminho de atingir a meta de médio prazo de 15 kgCO_{2e}/boe em 2025, mantida até 2030;
- Intensidade de carbono no refino de 37,9 kgCO_{2e}/CWT⁴ no caminho certo para atingir a meta de médio prazo de 36 kgCO_{2e}/CWT em 2025 e de 30 kgCO_{2e}/CWT em 2030.

Em 2022, o baixo despacho termoelétrico afetou nossos resultados operacionais de emissões. Adicionalmente, nossas iniciativas relacionadas à eficiência energética e redução de perdas em nossas operações e desinvestimentos concluídos até o fim de 2021 e até 2022 foram fatores de redução de emissões de GEE.

² Os resultados de desempenho das emissões de GEE de 2022 apresentados neste relatório anual estarão sujeitos a auditoria de terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, os resultados da auditoria podem diferir dos resultados aqui apresentados.

³ O indicador kg CO_{2e} / boe considera a produção bruta de petróleo e gás ("wellhead") em seu denominador.

⁴ O indicador kg CO₂/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para refinarias e foi adotado pelo Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System, EU ETS) e pela CONCAWE (Associação de Empresas Europeias de Refino e Distribuição de Petróleo e Gás). O CWT (Complexity Weighted Tonne) de uma refinaria considera o potencial de emissões de GEE, em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de vários tamanhos e complexidades.



Estamos comprometidos em continuar melhorando a eficiência das emissões de GEE de nossas atividades de E&P. Depois de anos produzindo petróleo e gás, é natural que os campos mudem ao longo do tempo. Portanto, para expandir os níveis de produção, é necessário empregar técnicas intensivas em energia, como injeção de água e/ou gás. Assim, a produção de água e a demanda de energia desses campos tendem a aumentar e a taxa de produção de petróleo tende a diminuir. Isso afeta a intensidade das emissões de GEE, refletindo o desafio de compensar a intensidade das emissões de GEE dos campos que produziram petróleo por longos períodos de tempo no portfólio. Nesse sentido, os 18 novos FPSO previstos no Plano Estratégico 2023-2027 tornam-se um desafio e uma oportunidade para reduzir a intensidade de carbono.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 82% das emissões das atividades que operamos em 2022.

Nossa estratégia também se concentra na colaboração, e continuamos fazendo parcerias com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na Iniciativa Climática para Petróleo & Gás, nosso apoio à iniciativa “Zero Queima de Rotina em Flare até 2030” do Banco Mundial e à Parceria de Petróleo e Gás Metano 2.0 (OGMP), uma iniciativa global coordenada pela ONU dedicada à quantificação e à gestão das emissões de metano, com foco na mitigação das mudanças climáticas.

Além disso, observamos que nosso Suplemento às Mudanças Climáticas está disponível em nosso site www.petrobras.com.br/ri, que detalha nossas contribuições para reduzir a intensidade de carbono do nosso suprimento de energia e como pretendemos permanecer competitivos em um contexto em evolução. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.



Responsabilidade Social

Direitos Humanos

O compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade dos nossos negócios. Vários documentos que regem nossas atividades detalham nossa abordagem aos direitos humanos, conforme a seguir:

- **Código de Conduta Ética:** aborda questões como respeito à diversidade, igualdade de oportunidades, relações trabalhistas justas, garantia de saúde e segurança para os trabalhadores e direito à livre associação.
- **Guia de Conduta Ética para Fornecedores:** reforça que nossos fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para seus empregados e combater o trabalho infantil e escravo, além de promover a diversidade, a igualdade de gênero e raça, e a inclusão de pessoas com deficiência.
- **Diretrizes de Direitos Humanos:** direcionar nossas ações, no que se refere 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.
- **Política de Recursos Humanos:** afirma que devemos proporcionar aos empregados um bom ambiente de trabalho que promova a diversidade e as relações baseadas 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. Baseia-se no respeito aos direitos humanos e busca combater a discriminação em todas as suas formas, estabelecendo padrões relacionados à gestão de risco social, relacionamento com a comunidade e investimento social presentes nas diretrizes relacionadas a esses temas.
- **Relatório de Sustentabilidade:** nossos indicadores e ações relatados seguem os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável descritos no relatório de sustentabilidade: Correlação com Indicadores da Global Reporting Initiative (“GRI”), Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (“ODS”) e Princípios do Pacto Global. Usamos o Guia da Indústria de Petróleo e Gás da IPIECA para Relatórios Voluntários como uma metodologia complementar de relatórios.

Nossos compromissos de respeitar e defender os direitos humanos também são evidentes por meio de iniciativas em favor da igualdade de gênero, igualdade racial e proteção da primeira infância, por exemplo. Destacamos abaixo nossas principais iniciativas de direitos humanos:

- Pacto Global das Nações Unidas;
- Princípios 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;
- Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual contra Crianças e Adolescentes; e
- Rede Nacional Primeira Infância.



Em 2021, conquistamos mais uma vez o reconhecimento no Prêmio Brasil 2021 dos Princípios de Empoderamento das Mulheres da ONU (“WEPs”), organizado por uma parceria entre a ONU Mulheres, a Organização Internacional do Trabalho e a União Europeia, voltado para empresas que promovem a equidade de gênero e empoderamento das mulheres. O prêmio é dado a cada dois anos, e ganhamos o troféu de prata na categoria de grandes empresas.

Assumimos também o compromisso de proteger os direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos. A cada ano, os fornecedores de maior destaque recebem o “Prêmio Melhores Fornecedores da Petrobras”.

A quinta edição do Prêmio Melhores Fornecedores, em 2022, manteve ênfase nos direitos humanos e fatores ambientais na categoria ASG. Outros prêmios especiais estão nas categorias “saúde, segurança, pesquisa e desenvolvimento” e “gestão da qualidade”. Em 2022, realizamos uma seleção pública piloto na região metropolitana da cidade do Rio de Janeiro, com cooperativas e associações de coleta de resíduos, com foco na destinação de resíduos sólidos recicláveis e reutilizáveis de quatro de nossas propriedades. A iniciativa ajudará pessoas socialmente vulneráveis a gerar renda e fomentar a economia circular, destinando cerca de 600 toneladas de resíduos por ano para as cooperativas, além do alinhamento às metas da Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010).

Para assegurar o respeito aos direitos humanos, nossas estratégias de negócios são guiadas por nossas Diretrizes de Direitos Humanos, que são reconhecidas nacional e internacionalmente em todas as regiões onde atuamos e estão presentes 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 em quatro eixos: Gestão de Pessoas; Relacionamento com a Comunidade; Envolvimento com a Rede de Fornecedores e Parceiros; e Devida Diligência em Direitos Humanos. Cada eixo descreve os processos a partir dos quais buscamos garantir a incorporação do respeito aos direitos humanos em todas as áreas de nosso negócio e em nossas relações com nossas partes interessadas, bem como identificar potenciais riscos de violações de direitos humanos relacionados a operações, produtos ou serviços que prestamos e remediar os impactos que causamos.

Em relação ao apoio dado a projetos por meio do Programa Petrobras Socioambiental, consideramos que as ações voltadas à promoção dos direitos humanos são um atributo de alto valor. Os direitos humanos são um tema transversal do Programa, uma vez que pode ser aplicado a todos os projetos em relação ao seu tema principal, para ampliar o escopo e o potencial de transformação do Programa. Os projetos que realizam ações afirmativas de promoção da igualdade de gênero, igualdade racial e inclusão de pessoas com deficiência devem demonstrar a associação de suas ações aos resultados esperados.

Realizamos avaliações de risco social para identificar e mitigar possíveis impactos de direitos humanos para as comunidades ou dentro das atividades da cadeia de suprimentos. Essas avaliações levam a recomendações que incluem a revisão dos planos de resposta a emergências sob a ótica do relacionamento com a comunidade, monitoramento de ocorrências e reclamações na comunidade, divulgação de projetos e atividades operacionais e inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de prestação de serviços, entre outros.

Nossa Comissão de Direitos Humanos, criada em 2021, com a cooperação compartilhada de 24 áreas de nossa empresa, é responsável por implementar a agenda de direitos humanos definida por nossas Diretrizes de Direitos Humanos, assegurando que essa agenda seja integrada de forma ampla e transversal ao nosso negócio.

A Comissão de Direitos Humanos está dividida em três subcomissões: Capacitação em Direitos Humanos; Diversidade, Equidade e Inclusão; e Devida Diligência em Direitos Humanos.

Temos um plano de ação, estabelecido em 2021, com 88 ações a serem implementadas até 2025. Nosso Plano de Ação de Direitos Humanos é monitorado periodicamente pelo Fórum Corporativo ASG e pelo comitê de SMS do Conselho de Administração.



Relacionamento com Comunidades

Temos o compromisso de manter um relacionamento de longo prazo com a comunidade, baseado no diálogo e na transparência. Para isso, buscamos conhecer a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde atuamos e desenvolver planos de relacionamento que monitoramos e avaliamos constantemente.

Promovemos colaborações para fortalecer laços, promover o *networking* 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, o que está alinhado com os objetivos do nosso negócio e contribuem para a conservação do meio ambiente e para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos.

Em 2022, nossas atividades de relacionamento com a comunidade realizaram 216 interações nas comunidades, incluindo reuniões online com líderes comunitários por meio de comitês comunitários, além de visitas e eventos.

Também incorporamos diretrizes em nosso processo de tomada de decisão relacionadas a projetos de investimento de capital, incluindo análise de risco social e violações de direitos humanos realizadas por um grupo multidisciplinar. Em 2022, foram necessárias 18 novas avaliações de riscos para apoiar projetos que passam por procedimentos formais de planejamento.

Também fortalecemos nosso trabalho com comunidades, organizações da sociedade civil, setor público e universidades por meio do Programa Petrobras Socioambiental. Essa iniciativa contribui para a preservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida dos locais onde atuamos. O programa está alinhado à nossa política de responsabilidade social, que busca fornecer energia, respeitar os direitos humanos e o meio ambiente, gerir com responsabilidade o relacionamento com as comunidades e superar os desafios da sustentabilidade.

Com o objetivo de ampliar nossos investimentos em um portfólio mais diversificado de projetos em soluções baseadas na natureza, em linha com nossos objetivos e compromissos estratégicos, estabelecemos uma parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”) por meio do financiamento Floresta Viva. Visando apoio financeiro conjunto para projetos de reflorestamento de espécies nativas em biomas brasileiros, pretendemos seguir o caminho da geração de créditos de carbono de alta integridade, que geram benefícios sociais e ambientais. Assim, em novembro de 2022, lançamos o primeiro processo seletivo público: Manguezais do Brasil. Com recursos nossos e do BNDES, serão disponibilizados US\$8,5 milhões para até nove projetos de restauração ecológica de manguezais, salinas/apicuns, restingas e suas bacias hidrográficas. Acreditamos na importância desse investimento como um avanço nessa fronteira do conhecimento, especialmente no Brasil, que possui uma das maiores áreas de manguezal do mundo. Essa iniciativa reforçará nossos investimentos socioambientais em carbono azul.

Além disso, para alinhar nossa atuação social com as praticadas pelo setor, reconhecendo a importância de ajudar aqueles que ficaram ainda mais vulneráveis durante a pandemia, lançamos em setembro de 2021 um programa de apoio a famílias em situação de vulnerabilidade social, vizinhas aos locais onde atuamos, para que tenham acesso a recursos essenciais e energia, principalmente alimentos e gás de cozinha, ou mais especificamente, GLP. O programa totalizou US\$50,9 milhões até dezembro de 2022.

Também apoiamos instituições governamentais e sem fins lucrativos com contribuições financeiras por meio de mobilização emergencial de recursos e doações diversas para iniciativas sociais e de saúde, direcionadas principalmente a comunidades afetadas por inundações nos estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais, Bahia e Pernambuco. As doações totalizaram US\$1,8 milhão em 2022.

Em 2022, os investimentos diretamente transferidos para a sociedade por meio de projetos e doações socioambientais totalizaram US\$76,1 milhões, em comparação com US\$33,9 milhões em 2021.



Pandemia de Covid-19 e saúde dos empregados e fornecedores

Nos últimos anos, nos empenhamos no esforço de mitigar os efeitos da pandemia de Covid-19 em nossa empresa. Uma de nossas principais iniciativas foi estabelecer uma Estrutura de Resposta Organizacional (“EOR”), baseada na ferramenta de gestão do Sistema de Comando de Incidentes (“ICS”) que orientou uniformemente todas as nossas ações para prevenir e combater o avanço da Covid-19 e mitigar suas consequências em todas as frentes possíveis. Como resultado, nossas principais atividades operacionais foram realizadas de forma consistente e de acordo com as normas de saúde e segurança, em plena conformidade com as diretrizes fornecidas pelos órgãos de saúde responsáveis e com as descobertas científicas.

Para assegurar que as melhores práticas também fossem adotadas por nossos fornecedores, monitoramos as práticas e medidas de prevenção da Covid-19 em nossas unidades, nossos navios e colaboradores contratados para assegurar a conformidade legal com nossos protocolos.

Ao longo de 2022, passamos a adaptar ou descontinuar algumas medidas que não eram mais relevantes diante do cenário epidemiológico da época e de acordo com as determinações dos órgãos públicos federais, como a dissolução da EOR em maio de 2022.

No entanto, como a pandemia de Covid-19 não terminou, preparamos uma norma corporativa para lidar com a doença com base na revisão das diretrizes de saúde previamente publicadas por meio de notas técnicas emitidas pela EOR, e nossas equipes de saúde continuam monitorando o cenário epidemiológico da Covid-19 no Brasil e em nossa empresa, bem como as diretrizes e determinações das autoridades sanitárias e dos órgãos reguladores nacionais e regionais.

Governança Corporativa

Boas práticas de governança corporativa e conformidade são um pilar de sustentação para os nossos negócios. Nos últimos anos, realizamos avanços significativos em nossa governança corporativa e em nossos sistemas de integridade, conformidade e controles internos. Adotamos também rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, nossos valores e nosso compromisso com a melhora contínua e o alinhamento às melhores práticas do mercado.

Nosso modelo de governança corporativa possui um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas com a boa governança:

NOSSAS PRINCIPAIS PRÁTICAS DE GOVERNANÇA



A Lei 13.303/16 exige que nosso Conselho de Administração seja formado por no mínimo 25% de membros independentes. Nosso Estatuto Social estendeu a exigência para 40%; no entanto, esta disposição pode ser alterada. Os critérios técnicos para seleção dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva previstos no artigo 17, § 2º, I e II, da Lei 13.303/16 e em nosso Estatuto Social vedam a indicação de ministros, secretários e outros em determinados cargos da administração pública. Nosso Estatuto Social também prevê requisitos adicionais, além dos previstos na Lei 13.303/16, para avaliação da reputação de administradores e membros do Conselho Fiscal e partidos e campanhas políticas. Em 16 de março de 2023, o Ministro Ricardo Lewandowski do Supremo Tribunal Federal, em Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 7331 TPI/DF, concedeu uma providência cautelar declarando que a proibição prevista no artigo 17, § 2º, I e II, da Lei 13.303/16 é, em parte, inconstitucional. Tal decisão está sujeita à revisão pelo plenário do tribunal, formado por todos os ministros da Suprema Corte.

Nosso Conselho de Administração nomeia o Diretor Executivo de Governança e Conformidade. A maioria do conselho deve aprovar a destituição de tal diretor, com o voto da maioria dos diretores eleitos pelos acionistas minoritários.

Por sermos uma sociedade de economia mista, a União pode orientar nossas atividades, com a finalidade de contribuir para o interesse público que justificou a nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. Porém, essa contribuição para o interesse público deve ser compatível com o nosso objeto social e com as condições de mercado e não pode comprometer nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira.



Assim, caso o atendimento ao interesse público se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades que assumimos deverão estar definidas em norma ou regulamento e previstas em documento específico, como contrato ou convênio, amplamente divulgado e com divulgação nesses instrumentos de custos e receitas discriminados, inclusive no plano contábil. Então, a União nos compensará, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

As transações com a União que requerem a aprovação do nosso Conselho de Administração e ocorrem fora do curso normal dos negócios devem ser previamente analisadas pelo Comitê de Minoritários e aprovadas por dois terços do Conselho. O Comitê de Minoritários é formado por dois membros do nosso Conselho de Administração eleitos pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e preferenciais, bem como um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social.

Em relação ao nosso processo decisório, nosso Estatuto Social define os comitês consultivos que revisam todos os assuntos submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão. Além disso, para garantir a transparência nas nossas decisões mais relevantes, implementamos um modelo de autorização compartilhada, onde pelo menos duas pessoas devem chegar a uma decisão (o princípio dos quatro olhos).

Nosso canal de denúncia é uma ferramenta independente, confidencial e imparcial. Ele está à disposição dos nossos públicos externo e interno e das nossas empresas controladas para registrar denúncias de fraude, corrupção, lavagem de dinheiro, assédio, discriminação, SMS e outros assuntos.

Fazemos parte do segmento especial de listagem de governança corporativa do Nível 2 da B3, que exige o cumprimento de normas diferenciadas de governança e a melhoria da qualidade das informações que prestamos. A mudança 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 alinhamento às melhores práticas de mercado.

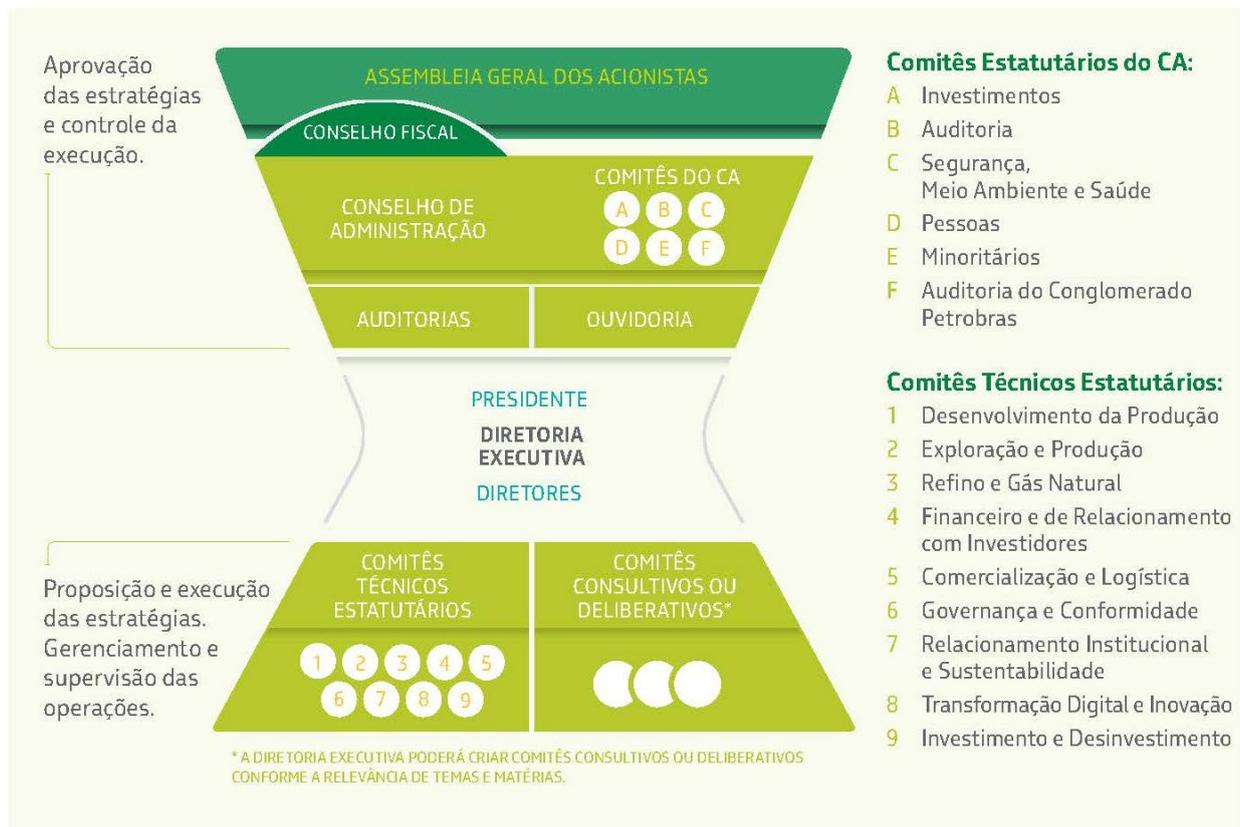
Possíveis iniciativas relacionadas a mudanças para melhorias de governança requerem formalidade e transparência de processo. Na maioria dos casos, uma assembleia de acionistas é necessária caso a mudança proposta seja de uma regra de governança prevista em nosso Estatuto Social ou resultante de uma alteração legal relacionada a uma disposição da Lei 13.303/16.



Estrutura de Governança Corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa consiste atualmente em uma assembleia geral de acionistas, nosso Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, auditorias, ouvidoria geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



Nosso Código de Boas Práticas reúne nossas principais políticas de governança e visa aprimorar e fortalecer nossos mecanismos de governança, orientando a atuação de nossos conselheiros, diretores, gestores, empregados e colaboradores.



Nosso Código de Boas Práticas

Temos um Código de Boas Práticas, instrumento aprovado por nosso Conselho de Administração, que reúne nossas principais políticas de governança (disponível em nosso site), conforme aqui relacionadas:



Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários



Política de Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal



Política de Compliance



Política de Comunicação e Relacionamento



Política de Gestão de Riscos Empresariais



Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras



Política de Ouvidoria



Política de Governança Corporativa e Societária



Política de Remuneração aos Acionistas



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 o aprimoramento contínuo de nossos processos e controles internos, em alinhamento com as boas práticas de governança corporativa no mercado, com os objetivos e valores definidos em nosso Plano Estratégico 2023-2027, bem como com a legislação nacional e internacional.

Também recebemos, pela sexta vez consecutiva, a certificação no Indicador de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (“IG-Sest”), do Ministério da Economia, atingindo seu melhor nível, o Nível 1, o que demonstra nosso alto grau de excelência em governança corporativa.

Essa 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 2022, atingimos 94% de adesão ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (“CBGC”). De acordo com a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau de adesão das empresas no mercado foi em média de 62,6% em 2022, um aumento de 3,9% em relação ao ano anterior (58,7%).

Adicionalmente, pelo sexto ano consecutivo, em 2022 ganhámos o prêmio da Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), concedido às empresas brasileiras com a melhor qualidade e transparência nas suas demonstrações financeiras. A classificação é feita com base numa análise técnica rigorosa das demonstrações financeiras publicadas pelas empresas sediadas no Brasil que operam nos setores comercial, industrial, e de serviços. São avaliados critérios como a transparência, clareza e consistência da informação, adesão às normas contábeis, entre outros.



Acreditamos que os resultados que alcançamos comprovam o reconhecimento do mercado e das entidades regulamentares e de controle quanto à melhoria de nossa cultura de integridade e de nossos mecanismos de governança. Acreditamos que um elevado grau de integridade reforça nossa reputação entre nossas partes interessadas e, conseqüentemente, dentro da sociedade como um todo.

Em 2022, como resultado de nossos esforços e iniciativas nos setores ambiental, social e de governança, mais uma vez fomos listados no Dow Jones Sustainability Index World (“DJSI World”) da Avaliação de Sustentabilidade Corporativa da S&P Global. Recebemos a maior pontuação nos critérios de Relatório Ambiental, Riscos Hídricos e Relatório Social. Também nos destacamos nos critérios de Ecoeficiência Operacional, Práticas Trabalhistas e Direitos Humanos. Saímos do índice em 2015 e esse resultado pelo segundo ano consecutivo é mais uma vez um grande reconhecimento do nosso progresso.

Assembleia Geral

As assembleias gerais deverão ocorrer em caráter ordinário ou extraordinário. A assembleia geral ordinária deve ocorrer uma vez ao ano para: (i) avaliar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; (ii) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e (iii) eleger os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Além das questões previstas em lei, uma assembleia geral extraordinária deverá ocorrer quando convocada para deliberar sobre assuntos de nosso 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 emissores privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de requisitos de governança corporativa do que os emissores domésticos dos EUA. Como emissores privados estrangeiros, devemos cumprir as quatro principais regras de governança corporativa da NYSE: (i) devemos atender aos requisitos da Regra 10A-3 da *Exchange Act*; (ii) nosso CEO deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante das regras de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE afirmações 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 de acordo com 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 Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
Independência do Conselheiro		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de conselheiros independentes. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Somos uma empresa controlada porque mais do que a maioria do nosso capital votante (pelo menos 50% mais uma ação) é controlada pela União. Como uma empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a maioria dos requisitos de conselheiros independentes, tal qual um emissor doméstico dos EUA. De acordo com nosso Estatuto Social, devemos ter pelo menos 40% de conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não executivos de cada empresa listada devem se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Exceto pelo nosso CEO (que também é um conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não executivos. O regulamento de nosso Conselho de Administração prevê que, caso determinado assunto possa representar conflito de interesses, o CEO deverá recusar-se a participar da reunião, que prosseguirá sem sua presença. Além disso, o regulamento do conselho também estabelece uma sessão executiva regular para os assuntos do nosso Conselho de Administração sem a administração.
Comitê de Nomeação/Governança Corporativa		
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto inteiramente de conselheiros independentes, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Temos um comitê estatutário que verifica a conformidade da nomeação dos membros do nosso Conselho Fiscal, da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração e dos membros externos dos comitês que assessoram o nosso Conselho de Administração. Nosso comitê de pessoas possui um regimento escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente. Nosso Conselho de Administração desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Como uma empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir o requisito de comitê de nomeação/governança corporativa, tal qual um emissor doméstico dos EUA.
Comitê de Remuneração		
303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto inteiramente de conselheiros independentes, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Possuímos um comitê que assessorar o nosso Conselho de Administração com relação à remuneração e sucessão da administração. Nosso comitê de pessoas possui um regimento escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente. Como uma empresa controlada, não somos obrigados a cumprir o requisito do comitê de remuneração.
Comitê de Auditoria		



Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
303A.06 303A.07	<p>Geralmente, as empresas listadas devem ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que atendam aos requisitos de independência da Regra 10A-3 da <i>Exchange Act</i>, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. No entanto, de acordo com a Regra 10A-3(c)(3) da <i>Exchange Act</i>, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos Estados Unidos, 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 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 um membro do órgão; e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecerem normas para a independência dos membros do órgão.</p>	<p>Nosso comitê de auditoria é um comitê consultivo estatutário do nosso Conselho de Administração e atende à isenção estabelecida na Regra 10A-3(c)(3) da <i>Exchange Act</i>. Consulte “Administração e Empregados - Comitê de Auditoria” para uma descrição do nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria possui um regimento interno que estabelece suas responsabilidades, que incluem, entre outras: (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) monitoramento de nossa situação 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 por nosso Conselho de Administração. Além disso, um dos membros do comitê de auditoria é um especialista externo em contabilidade e auditoria, que traz experiência e conhecimentos valiosos para o trabalho do comitê.</p>

Planos de Compensação de Capital

303A.08	<p>Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de compensação por meio de ações e revisões de materiais, com exceções limitadas, conforme estabelecido pelas regras da NYSE.</p>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, é necessária a aprovação dos acionistas para a adoção e revisão de quaisquer planos de compensação de capital. Atualmente, não temos planos de remuneração de capital.</p>
---------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Diretrizes de Governança Corporativa



Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar as diretrizes de governança corporativa.	<p>Possuímos um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam os padrões gerais de qualificação da ouvidoria, responsabilidades, composição, avaliações e acesso às informações por parte da administração. As diretrizes não refletem os requisitos de independência estabelecidos nas Seções 303A.01 e 303A.02 das regras da NYSE. Certos trechos das diretrizes, incluindo as seções de responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhamento estabelecido nos comentários às regras da NYSE. As diretrizes estão disponíveis em nosso site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.</p> <p>Também possuímos uma Política de Governança Corporativa, aprovada por nosso Conselho de Administração, que estabelece nossos princípios e diretrizes de governança. Esta política se aplica à nossa companhia e às nossas afiliadas, de acordo com o Artigo 16 de nosso Estatuto Social.</p>

Código de Ética para Conselheiros, Diretores Executivos e Empregados

303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de ética e conduta empresarial para conselheiros, diretores executivos e colaboradores, e divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para conselheiros ou diretores executivos.	<p>Temos um Código de Conduta Ética, aplicável aos membros do Conselho de Administração e seus comitês consultivos, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviço e qualquer pessoa que atue em nosso nome ("colaboradores"), incluindo nossas 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. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.</p>
---------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Requisitos de Certificação

303A.12	O CEO de cada empresa listada deve certificar à NYSE a cada ano que ele/ela não está ciente de qualquer violação por nós dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.	<p>Nosso CEO notificará prontamente a NYSE, por escrito, se qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante de quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.</p>
---------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras



Desempenho Financeiro Consolidado

Obtivemos um lucro líquido de US\$36,8 bilhões, fluxo de caixa de atividades operacionais de US\$49,7 bilhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não GAAP definida abaixo) de US\$40,1 bilhões e um EBITDA Ajustado (uma medida não GAAP definida abaixo) de US\$66,2 bilhões.

O lucro (prejuízo) operacional em 2022 foi de US\$57,1 bilhões, 52% superior a 2021 principalmente devido à valorização de 43% do preço médio do Brent no ano e ao aumento nas vendas de derivados de petróleo, a preços médios mais altos, no mercado interno. O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US\$36,6 bilhões em 2022, um aumento de 84% em comparação com US\$19,9 bilhões em 2021, principalmente devido à valorização de 43% dos preços médios do Brent, preços médios mais altos dos derivados de petróleo, despesas financeiras líquidas mais baixas (- US\$3,8 bilhões em comparação com - US\$11,0 bilhões em 2021) e ganhos de acordos de coparticipação nos campos de Cessão Onerosa (+ US\$7,3 bilhões em comparação com + US\$2,9 bilhões em 2021), parcialmente compensados por impostos de renda mais altos (- US\$16,8 bilhões em comparação com - US\$ 8,2 bilhões em 2021) e perdas por *impairment* em 2022 de US\$1,3 bilhões em comparação com reversões de *impairment* de US\$3,2 bilhões em 2021.

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 americanos);
- variações nos preços internos dos derivados de petróleo (denominados em reais);
- flutuações nas taxas de câmbio do real em relação ao dólar americano e outras moedas, conforme divulgado na Nota 34.3(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.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DAS INFORMAÇÕES DE RECEITA (US\$ milhões)

	Conforme relatado			
	Jan-Dez		Variação	
	2022	2021	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	124.474	83.966	40.508	48,2
Custo das vendas	(59.486)	(43.164)	(16.322)	(37,8)
Lucro bruto	64.988	40.802	24.186	59,3
Despesas com vendas	(4.931)	(4.229)	(702)	(16,6)
Despesas gerais e administrativas	(1.332)	(1.176)	(156)	(13,3)
Custos exploratórios	(887)	(687)	(200)	(29,1)
Despesas de pesquisa e desenvolvimento	(792)	(563)	(229)	(40,7)
Outros impostos	(439)	(406)	(33)	(8,1)
Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.315)	3.190	(4.505)	(141,2)



Outras receitas e despesas	1.822	653	1.169	179,0
Lucro operacional	57.114	37.584	19.530	52,0
Despesas financeiras líquidas	(3.840)	(10.966)	7.126	65,0
Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	251	1.607	(1.356)	(84,4)
Lucro líquido (prejuízo) antes do imposto de renda	53.525	28.225	25.300	89,6
Imposto de renda	(16.770)	(8.239)	(8.531)	(103,5)
Lucro líquido do exercício	36.755	19.986	16.769	83,9



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 americano. Selecionamos o dólar americano como moeda de apresentação neste relatório anual para facilitar a comparação com outras empresas de petróleo 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 americanos. Com base no IAS 21, converteremos (i) todos os ativos e passivos em dólares 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

	2022	2021	2020
Taxa de câmbio do fim de ano (reais/US\$)	5,22	5,58	5,20
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽¹⁾	6,5%	(7,4%)	(28,9%)
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	5,16	5,40	5,16
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽²⁾	4,3%	(4,7%)	(30,7%)
Taxa de inflação (IPCA)	5,79%	10,06%	4,52%

(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 2023 a 28 de março de 2023, o real valorizou 0,9% em relação ao dólar americano.

A maior parte das nossas receitas de exportação são constituídas em dólares americanos e as nossas vendas internas estão também indiretamente ligadas ao dólar 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 os nossos resultados, pois o impacto positivo nas receitas é superior ao impacto negativo nos custos operacionais, que são na sua maioria denominados em reais.

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 com as alterações da taxa de câmbio, e seu impacto em nossas margens, é afetado por nossa política de preços no Brasil. Sem alterações nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se valoriza em relação ao dólar americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens aumentam. Entretanto, sem alterações de mudanças nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se desvaloriza em relação ao dólar americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens diminuem. Para mais informações sobre os nossos preços em nossa política de preços, consulte “Volumes e Preços de Vendas” nesta seção.
- **Serviço da dívida:** A desvalorização do real em relação ao dólar 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 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 americanos, conforme o real se valoriza ou desvaloriza em relação ao dólar americano.

Designamos relacionamentos 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 americanos) e a variação cambial de nossas receitas de exportação futuras altamente prováveis denominadas em dólares 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 4.7 e 34.3(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 34.3(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Receitas de Vendas

Em 2022, as receitas de vendas aumentaram 48% em relação a 2021, atingindo US\$124,5 bilhões, devido tanto aos preços mais altos dos derivados de petróleo quanto aos preços do petróleo bruto.



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. Quando possível, buscamos vender nossos produtos no Brasil no mesmo preço dos produtos internacionais. O preço médio do Petróleo Bruto Brent, conforme divulgado pela Bloomberg, foi de US\$101 por barril em 2022, US\$71 por barril em 2021 e US\$42 por barril em 2020. Em 31 de dezembro de 2022, o preço do Petróleo Bruto Brent era de US\$81,33 por barril.

As receitas de vendas consolidadas foram de US\$124.474 milhões em 2022, em comparação com US\$83.966 milhões em 2021, principalmente devido a:

- Um aumento de US\$34.761 milhões devido aos preços mais altos dos derivados de petróleo; e
- Um aumento de US\$5.747 milhões devido ao maior volume de derivados de petróleo vendidos.

	Para o exercício findo em 31 de dezembro								
	2022			2021			2020		
	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	275.572	145,69	40.149	292.488	82,86	24.236	251.400	55,39	13.924
Gasolina automotiva	148.647	108,81	16.175	149.132	79,86	11.910	125.536	50,29	6.313
Óleo combustível (incluindo combustível bunker)	12.239	115,29	1.411	22.125	80,23	1.775	14.669	54,20	795
Nafta	26.692	89,76	2.396	25.020	67,91	1.699	42.544	39,82	1.694
Gás liquefeito de petróleo	77.149	66,38	5.121	83.320	53,90	4.491	86.170	39,26	3.383
Querosene de aviação	35.879	151,15	5.423	27.184	83,54	2.271	21.887	66,48	1.455
Outros derivados de petróleo	63.717	86,88	5.536	59.892	71,14	4.261	66.470	40,80	2.712
Subtotal de derivados de petróleo	639.895	119,10	76.211	659.161	76,83	50.643	608.676	49,74	30.276
Gás natural (boe)	111.270	68,96	7.673	128.504	45,79	5.884	106.890	34,14	3.649
Petróleo	73.771	104,63	7.719	8.789	76,35	671	1.279	37,53	48
Etanol, produtos de nitrogênio, energias renováveis e	1.085	260,83	283	1.422	28,13	40	1.620	36,42	59



outros produtos não petrolíferos									
Eletricidade, serviços e outros	—	—	2,406	—	—	3.953	—	—	2,302
Mercado brasileiro total	826.021	—	94.292	797.876	—	61.191	718.465	—	36.334
Exportações	260.734	105,46	27.497	296.055	72,59	21.491	350.090	45,55	15,945
Vendas internacionais	20.511	130,91	2,685	16,888	76,03	1.284	31.190	45,02	1.404
Mercado global total	281.244	—	30.182	312.943	—	22.775	381.280	—	17.349
RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS	1.107.265	—	124.474	1.110.819	—	83.966	1.099.745	—	53.683

(1) Preço médio líquido calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume do ano.

Custo das Vendas

Em 2022, o custo das vendas aumentou 38%, atingindo US\$59.486 milhões, refletindo principalmente os preços mais altos do petróleo bruto importado e dos derivados de petróleo, e uma maior participação do petróleo bruto importado nos produtos refinados, que tem um preço mais alto. É válido destacar o aumento de 156% nos custos de aquisição de GNL.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas foram de US\$4.931 milhões em 2022, um aumento de 17% em comparação com US\$4.229 milhões em 2021, principalmente devido aos maiores custos unitários de transporte e frete e maiores volumes de vendas de petróleo bruto no mercado brasileiro.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de US\$1.332 milhões em 2022, um aumento de 13% em comparação com os US\$1.176 milhões em 2021, refletindo principalmente maiores despesas com serviços de terceiros, especialmente serviços de processamento de dados, menores recuperações de custos relacionadas a custos indiretos de consórcio, reajustes salariais, de acordo com os Acordos Coletivos de Trabalho e o avanço do processo de promoção de empregados.

Custos Exploratórios

Os custos exploratórios foram de US\$888 milhões em 2022, um aumento de 29% em comparação com os US\$687 milhões em 2021, principalmente devido a maiores despesas com poços secos.



Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos – *Impairment*

Reconhecemos *impairment* de US\$1.315 milhões em 2022, uma redução de US\$4.505 milhões em comparação com um ganho na reversão de *impairment* de US\$3.190 milhões em 2021.

Essa redução foi principalmente em unidades produtoras de petróleo e gás no Brasil (um *impairment* de US\$1.315 milhões em 2022 em comparação com uma reversão de *impairment* de US\$3.373 milhões em 2021). A reversão em 2021 está relacionada à revisão das principais premissas do Planos Estratégico 2022-2026, especialmente o aumento nos preços médios do Brent para 2022.

Outras Receitas e Despesas

Outras receitas foram de US\$1.822 milhões em 2022, US\$1.169 milhões acima de 2021 (uma receita de US\$653 milhões), principalmente em função de:

- maiores ganhos de contratos de coparticipação em áreas licitadas, de US\$631 milhões em 2021 para US\$4.286 milhões em 2022, em função de um ganho de US\$3.552 milhões, em 2022, com os Contratos de Coparticipação relacionados aos Volumes Excedentes dos Contratos de Cessão Onerosa de Sépia e Atapu (incluindo um ganho de US\$693 milhões relacionado ao *earn out*, refletindo a valorização média do Brent), bem como um ganho de US\$735 milhões, no mesmo ano, com o Contrato de Coparticipação do campo de Búzios, comparado a um ganho de US\$631 milhões, em 2021, com o Contrato de Coparticipação do campo de Búzios; e
- menores despesas com os Planos de Saúde e Previdência para empregados aposentados (uma despesa de US\$1.015 milhões em 2022 em comparação com uma despesa de US\$1.467 milhões em 2021), refletindo principalmente o efeito da revisão atuarial do Plano de Saúde em relação à mudança na coparticipação do benefício em 2021.

Parcialmente compensado por:

- menor receita de alienações e baixas de ativos e na remensuração de investimentos retidos com perda de controle (uma receita de US\$1.144 milhões em 2022 em comparação com uma receita de US\$1.941 milhões em 2021). Em 2022, a receita esteve relacionada principalmente a ganhos de capital dos ativos de E&P *onshore* e de águas rasas e à venda da Gaspetro. Em 2021, a receita esteve relacionada principalmente ao pagamento contingente a nós após a aprovação pela ANP do acordo de individualização no campo de Bacalhau (uma receita de US\$950 milhões) e da venda da Refinaria de Mataripe (“RLAM”) (uma receita de US\$574 milhões);
- maiores despesas relacionadas a processos judiciais, administrativos e arbitrais (uma despesa de US\$1.362 milhões em 2022 em comparação com uma despesa de US\$740 milhões em 2021), principalmente devido a provisões para perdas com litígios cíveis envolvendo questões contratuais; e
- um aumento de US\$323 milhões nos custos relacionados ao desmantelamento de áreas devolvidas e abandonadas em 2022 (uma despesa de US\$225 milhões), em comparação com uma receita de US\$99 milhões em 2021.



Receita (Despesa) Financeira Líquida

As despesas financeiras líquidas foram de US\$3.840 milhões em 2022, uma redução de 65% quando comparada aos US\$10.966 milhões em 2021, principalmente devido a:

- perdas cambiais de US\$2.173 milhões em 2022, em comparação com perdas de US\$6.637 milhões em 2021, refletindo a valorização cambial do real sobre o dólar americano;
- Custos mais baixos na recompra de títulos de dívida no mercado de capitais (US\$1.224 milhões mais baixos), em grande parte devido à redução das transações relacionadas à recompra de dívida;
- menores despesas com juros (US\$274 milhões a menos), devido à menor alavancagem impulsionada pelos pagamentos antecipados e recompras de dívidas ocorridas nos períodos; e
- maiores ganhos com juros sobre títulos negociáveis de US\$1.159 milhões em 2022, em comparação com US\$315 milhões em 2021, devido a taxas de juros mais altas.

Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial

Tivemos um ganho em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial de US\$251 milhões em 2022, em comparação com um ganho de US\$1.607 milhões em 2021. Essa redução ocorreu principalmente devido a menores ganhos com a Braskem e à ausência de resultados nos investimentos contabilizados por equivalência patrimonial relacionados à BR Distribuidora, que foi vendida em 2021.

Imposto de Renda

O imposto de renda foi uma despesa de US\$16.770 milhões em 2022, em comparação com uma despesa de US\$8.239 milhões em 2022, principalmente devido ao maior lucro líquido antes dos impostos de renda (US\$53.525 milhões de receita em 2022 em comparação com um lucro de US\$28.225 milhões em 2021).

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nosso Relatório Anual e o Form 20-F anteriores. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.



Desempenho Financeiro por Segmento de Negócio

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS CONTABILIZÁVEIS E PARA EMPRESAS E OUTROS NEGÓCIOS

	Para o exercício findo em 31 de dezembro		
	2022	2021	▲ 22-21
	(US\$ milhões)	(US\$ milhões)	(%)
Exploração e Produção			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	1.311	1.105	18,6
Receitas de vendas intersegmentos	76.579	54.479	40,6
Receitas totais de vendas⁽²⁾	77.890	55.584	40,1
Custo das vendas	(30.465)	(23.673)	28,7
Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.218)	3.107	(139,2)
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	32.073	23.324	37,5
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	111.581	73.108	52,6
Receitas de vendas intersegmentos	1.950	1.416	37,7
Receitas totais de vendas⁽²⁾	113.531	74.524	52,3
Custo das vendas	(99.154)	(65.620)	51,1
Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(97)	289	(133,6)
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	7.426	5.626	32,0
Gás e Energia			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	11.077	9.487	16,8
Receitas de vendas intersegmentos	3.991	2.564	55,7
Receitas totais de vendas⁽²⁾	15.068	12.051	25,0
Custo das vendas	(10.518)	(9.494)	10,8
Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos - Impairment	1	(208)	(100,5)
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	1.038	(219)	(574,0)
Corporativo e Outros Negócios			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	505	266	89,8
Receitas de vendas intersegmentos	6	238	(97,5)
Receitas totais de vendas⁽²⁾	511	504	1,4
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	(3.015)	(7.146)	(57,8)

(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 despesas de capital, 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\$32.073 milhões em 2022, em comparação com US\$23.324 milhões em 2021, principalmente devido a:

- maiores receitas de vendas (um aumento de US\$22.308 milhões), principalmente devido ao aumento dos preços do petróleo bruto;
- parcialmente compensado pelo maior custo de vendas (um aumento de US\$6.789 milhões), principalmente devido a maiores despesas governamentais impulsionadas pelo aumento dos preços do petróleo;
- maiores perdas por *impairment* (aumento de US\$4.325 milhões) devido a perdas por *impairment* em unidades produtoras de petróleo e gás no Brasil em 2022, em comparação com a reversão de *impairment* de US\$3.107 em 2021. Consulte a Nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para mais informações sobre perdas por *impairment*; e
- maiores custos de exploração (um aumento de US\$201 milhões), principalmente devido a maiores despesas com poços secos.

Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US\$7.426 milhões em 2022 em comparação com US\$5.626 milhões em 2021, principalmente devido a:

- receitas de vendas mais altas (um aumento de US\$39.007 milhões), principalmente devido ao aumento dos preços internacionais, especialmente do diesel, do querosene de aviação e da gasolina, impactados pelas restrições ao fornecimento global de derivados de petróleo e pelo embargo ao petróleo russo, como resultado do conflito geopolítico em andamento na Ucrânia desde março de 2022. Esses efeitos também tiveram um impacto positivo na receita de exportação de óleo combustível e petróleo em 2022;
- maiores custos de vendas devido ao aumento da média do Brent e maiores despesas: aumento das despesas com vendas de US\$302 milhões principalmente devido ao aumento das despesas de transporte e ganho com alienações/baixas de ativos principalmente devido ao desinvestimento da refinaria RLAM em 2021; e
- menor reversão de *impairment* referente à segunda unidade da refinaria de Abreu e Lima em 2022 em relação a 2021. Em 2022, houve uma reversão de *impairment* de US\$ 89 milhões em comparação com US\$ 359 milhões em 2021.

Gás e Energia

Em 2022, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás & Energia foi de US\$1.038 milhões, um aumento de US\$1.257 milhões em relação a 2021, principalmente devido a uma recuperação na margem de comercialização decorrente de uma melhoria no portfólio de vendas de gás natural, em linha com a valorização do Brent e o menor volume de GNL regaseificado.

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nosso Relatório Anual e o Form 20-F anteriores. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.



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). Com base nas informações apresentadas abaixo, acreditamos que nosso capital de giro seja suficiente para nossas necessidades atuais.

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	2022	2021
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	10.480	11.725
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	49.717	37.791
Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(9.581)	(6.325)
Investimentos em investidas	(27)	(24)
Receitas da alienação de ativos – Desinvestimentos	4.846	4.783
Compensação financeira de contratos de coparticipação	7.284	2.938
Dividendos recebidos	374	781
Desinvestimento (Investimento) em títulos negociáveis	(3.328)	4
Caixa líquido fornecido por (usado em) atividades de investimento	(432)	2.157
(=) Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e de investimento	49.285	39.948
Variação líquida da dívida de financiamento	(8.304)	(21.757)
Receitas de financiamento	2.880	1.885
Amortizações	(11.184)	(23.642)
Amortização do passivo de arrendamento	(5.430)	(5.827)
Dividendos pagos aos nossos acionistas	(37.701)	(13.078)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(81)	(105)
Investimentos por acionistas não controladores	63	(24)
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	(51.453)	(40.791)
Efeito das variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	(316)	(402)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	7.996	10.480



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	4.287	650
Caixa e equivalentes de caixa em empresas classificadas como mantidas para venda no fim do exercício	-	(13)
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período	12.283	11.117



Fluxo de Caixa Livre

O fluxo de caixa livre é uma medida não GAAP representando Recursos gerados pelas atividades operacionais menos Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis. 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⁾	
	2022	2021	2022	2021
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	49.717	37.791	255.410	203.126
(-) Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	9.581	(6.325)	49.656	(34.134)
FLUXO DE CAIXA LIVRE	40.136	31.466	205.754	168.992

(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 2022 foram 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\$16.614 milhões, aquisição de ativos imobilizados e intangíveis no valor de US\$9.581 milhões e pagamentos de dividendos no valor de US\$37.701 milhões. Esses recursos provêm principalmente de caixa de atividades operacionais de US\$49.717 milhões, compensação financeira pelos contratos de coparticipação de Búzios, Sépia e Atapu de US\$7.284 milhões, receitas de financiamento de US\$2.880 milhões e receitas de desinvestimentos de US\$4.846 milhões.



Fonte de Recursos

Em 2022, 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.

Seguimos nossa estratégia de financiamento em 2022 das seguintes maneiras:

- uso do fluxo de caixa das operações; e
- gestão de portfólio.

Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de US\$49.717 milhões em 2022, um aumento de 32% em relação aos US\$37.791 milhões em 2021, principalmente devido ao aumento dos preços do petróleo e às maiores margens de refino.

Alienação de Ativos

Recebemos entrada de caixa da venda de ativos no valor de US\$4.846 milhões, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, que representa os preços pagos a nós no fechamento das transações concluídas e os pagamentos iniciais de assinatura de contrato relacionados a certas transações que ainda não foram fechadas.

Ativos	Fluxo de entrada de caixa (US\$ milhões)
Exercício da opção de compra no campo de Búzios	1.953
Venda do grupo de campos <i>onshore</i> Carmópolis	548
Venda da Gaspetro	391
Venda da concessão Albacora Leste	293
Venda do grupo de campos <i>onshore</i> Recôncavo	246
Venda do grupo de campos Alagoas e da Unidade de Processamento de Gás Natural de Alagoas	240
Venda de ativos da refinaria REMAN	229
Venda do grupo de campos Potiguar	110
Venda da instalação petroquímica Deten	106
Outros	730
TOTAL	4.846

De 1º de janeiro de 2023 a 28 de fevereiro de 2023, recebemos US\$1.718 milhões de desinvestimentos, principalmente relacionados ao recebimento de US\$1.635 milhões na venda do Campo de Albacora Leste.

Para informações adicionais sobre desinvestimentos, consulte “Nossos Negócios – Gestão de Portfólio” neste relatório anual.



Endividamento

Nossos recursos de financiamento são compostos por *local notes* e *global notes* emitidas nos mercados de capitais, recursos captados nos mercados bancários (no Brasil e no exterior) e o uso de linhas de crédito compromissadas.

Além disso, nossa dívida total inclui passivos de arrendamento. Nossa Dívida Bruta (que representa a soma da dívida financeira circulante e não circulante e de passivos de arrendamento) totalizou US\$53.799 milhões, e a Dívida Líquida (uma medida não GAAP que representa a Dívida Bruta menos Caixa e equivalentes de caixa ajustados), totalizou US\$41.516 milhões.

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.

Dívida de Financiamento

Perfil da dívida

Em 2022, a receita de financiamento totalizou US\$2.880 milhões, refletindo principalmente: (i) um empréstimo vinculado à sustentabilidade no mercado bancário internacional no valor de US\$1.244 milhões com vencimento em 2027; (ii) notas comerciais no mercado brasileiro no valor de US\$572 milhões com vencimento em 2030 e 2032; e (iii) a emissão de notas comerciais de colocação privada que apoiaram a emissão de certificados de contas imobiliárias a receber no valor de US\$280 milhões, com vencimento em 2030, 2032 e 2037.

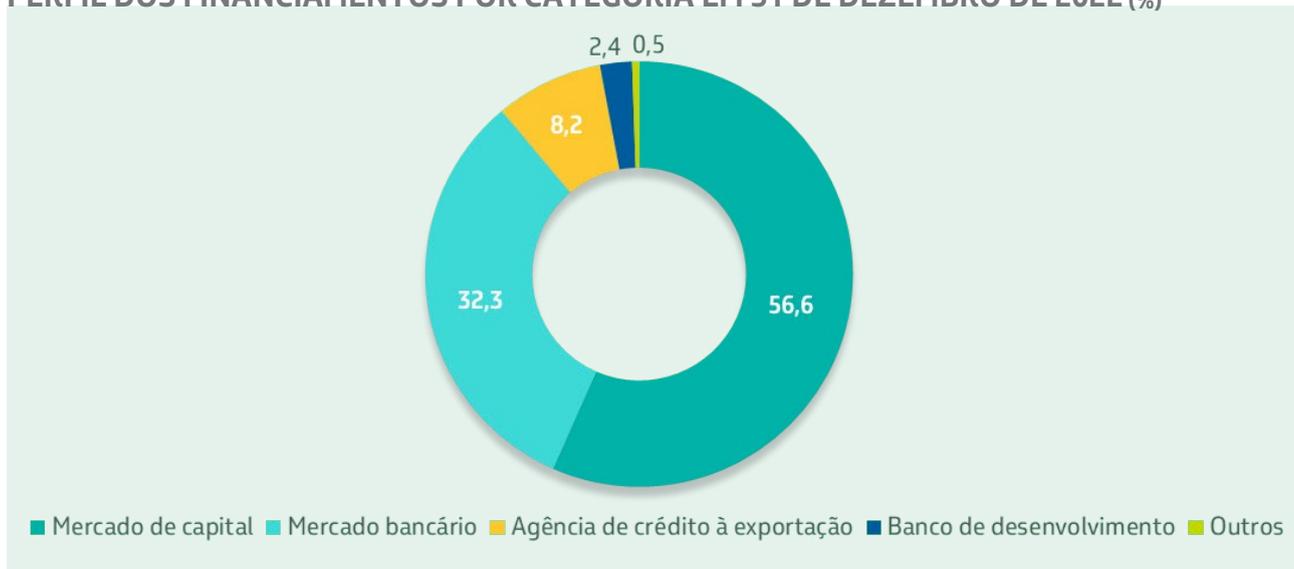
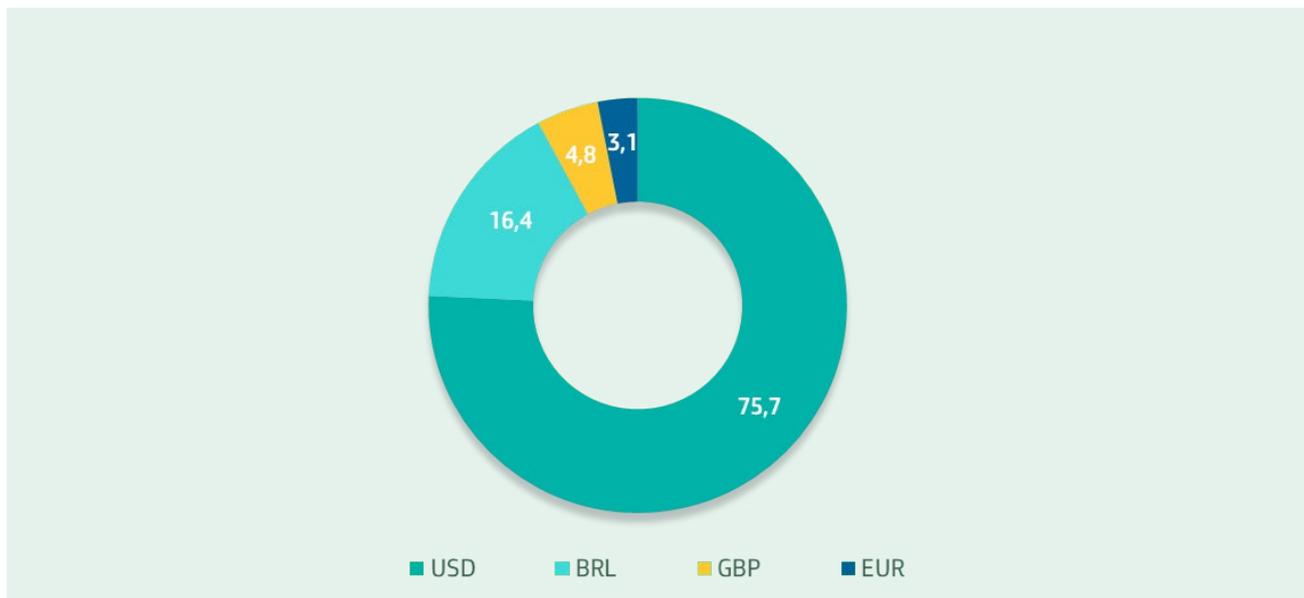
Atualmente, emitimos títulos nos mercados internacionais de capitais por meio de nossa subsidiária financeira integral PGF. Garantimos total e incondicionalmente tais títulos emitidos pela PGF.

As informações sobre a taxa de juros média ponderada e o vencimento médio ponderado de nossa dívida de financiamento são apresentadas a seguir:

	2022	2021	2020
Taxa de juros média ponderada (%)	6,5	6,2	5,9
Vencimento médio ponderado (em anos)	12,07	13,39	11,71
Alavancagem (%) ⁽¹⁾	39	41	47

(1) Essa alavancagem considera a capitalização de mercado em 31 de dezembro do respectivo ano e é definida como (Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa) / (Capitalização de Mercado + Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa).

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 2022 (%)****PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 (%)**

Em 31 de dezembro de 2022, nossa dívida de financiamento com vencimento no curto prazo, incluindo juros acumulados, totalizava US\$3.576 milhões, em comparação com US\$3.641 milhões em 31 de dezembro de 2021.

Nossa dívida de financiamento de longo prazo em aberto totalizou US\$26.378 milhões em 31 de dezembro de 2022, em comparação com US\$32.059 milhões em 31 de dezembro de 2021. Essa redução ocorreu principalmente em função da recompra de títulos globais anteriormente emitidos por nós nos mercados de capitais.

Consulte a Nota 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma análise de nossa dívida de financiamento, um cronograma de rolagem de nossa dívida de financiamento por fonte e outras informações.

Para mais informações sobre nossos valores mobiliários, incluindo nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.



Classificação de crédito

Em 2022, a Moody's manteve nossa classificação de crédito em "Ba1", com perspectiva estável. A agência também manteve nossa classificação independente em "Ba1", um nível acima do governo brasileiro. A S&P manteve nossa classificação de crédito em "BB-" com uma 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-", mas melhorou a perspectiva de negativa para estável. A agência manteve nossa classificação independente em "BBB", o segundo nível na escala de grau de investimento.

Em 28 de março de 2023, não houve alterações em nossa classificação de perfil de crédito independente ou em nossa classificação de crédito global.

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO GLOBAL

	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB-	BB-	BB-
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BB-	BB-	BB-

(1) Em 28 de março de 2023.

(2) Em 31 de dezembro.

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO INDEPENDENTE

	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB+	BB+	BB+
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BBB	BBB	BBB

(1) Em 28 de março de 2023.

(2) Em 31 de dezembro.



Exposição aos riscos de taxa de juros e câmbio

A tabela a seguir apresenta um resumo das informações sobre nossa exposição aos riscos de taxa de juros e câmbio em nossa dívida de financiamento para 2022 e 2021, incluindo dívidas de curto e longo prazo.

DÍVIDA DE FINANCIAMENTO TOTAL ⁽¹⁾

	2022 (%)	2021 (%)
Em reais		
Câmbio fixo	8,8	7,2
Câmbio flutuante	7,6	5,4
Subtotal	16,4	12,6
Em dólar americano		
Câmbio fixo	39,9	46,9
Câmbio flutuante	35,8	31,9
Subtotal	75,7	78,8
Outras moedas		
Câmbio fixo	7,9	8,6
Subtotal	7,9	8,6
TOTAL	100,0	100,0
Dívida de câmbio flutuante		
Em reais	7,6	5,4
Em moeda estrangeira	35,8	31,8
Câmbio fixo		
Em reais	8,8	7,2
Em moeda estrangeira	47,8	55,6
TOTAL	100,0	100,0
Dólares americanos	75,7	78,7
Euro	3,1	3,4
Gbp	4,8	5,2
Reais	16,4	12,7
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.

Em geral, nossa dívida de câmbio flutuante em moeda estrangeira está principalmente sujeita a flutuações na LIBOR. Nossa dívida de câmbio flutuante em reais está sujeita a flutuações na taxa de depósito interbancário brasileira (ou "DI") e na taxa de juros de longo prazo brasileira, conforme fixadas pelo CMN.

Estamos adotando medidas para mitigar o potencial impacto da descontinuação da LIBOR em nossos contratos de dívida, a fim de substituir a LIBOR por outra taxa de referência, mas de acordo com as informações que temos até a data deste relatório anual, não acreditamos que esse evento deva representar um risco material para nossos resultados consolidados e nossa situação financeira. Para mais informações sobre os efeitos esperados da Reforma IBOR, ver nota 31.4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Geralmente, 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 Estratégico, 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, por exemplo, libra esterlina.

Em 2017, celebramos transações de derivativos, por meio de nossa subsidiária indireta Petrobras Global Trading BV (PGT), na forma de *cross-currency swaps* (*swaps* cambiais), para proteção contra a exposição em libras esterlinas *versus* dólares americanos, decorrente de emissões anteriores de títulos naquela moeda. Durante 2021, o valor nominal foi reduzido, modificando a proteção para uma menor exposição à libra esterlina proporcionada pelo pré-pagamento de empréstimos de partes relacionadas nesta moeda ao longo deste período. Em 2022, após a realização de uma avaliação ampla e integrada dos principais fatores de risco aos quais estamos expostos, decidimos cancelar totalmente os contratos de derivativos de Libra Esterlina.

Em setembro de 2019, contratamos operações de derivativos para proteção da exposição do fluxo de caixa decorrente de dívida emitida em reais, a primeira série da 7ª emissão de debêntures, com *swap* de taxa de juros IPCA x CDI com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034 e operações de *swap* cambial de CDI x Dólar com vencimento em setembro de 2024 e setembro de 2029. Em julho de 2022, aprovamos o primeiro Plano de Recompra de Debêntures, autorizando a



aquisição de debêntures emitidas por nós para serem mantidas em tesouraria ou posteriormente vendidas. Até agora, realizamos a recompra de um valor insignificante dessa dívida. A posição nos contratos de derivados permanece inalterada.

Designamos relacionamentos de *hedge* de fluxo de caixa para refletir a essência econômica do mecanismo de *hedge* estrutural entre a dívida denominada em dólares americanos e as receitas futuras de vendas.

Consulte “Desempenho Financeiro Consolidado – Impactos Cambiais e de Variações” nesta seção e as Notas 4.7 e 34.3(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 34.3 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 2022.

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 31, 34.5 e 34.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Passivos de Arrendamento

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de petróleo 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 2022, o montante dos passivos de arrendamento totalizava US\$23.845 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 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 o EBITDA (lucro líquido antes da receita (despesa) financeira líquida, imposto de renda, depreciação, exaustão e amortização) ajustado pelos resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial, reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos (*impairment*), reclassificação do resultado abrangente em função da alienação de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial, resultados da alienação e baixa de ativos, remensuração de investimentos mantidos com perda de controle e resultados de contratos de coparticipação em áreas de licitação. O EBITDA ajustado não é definido de acordo com as 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	2022	2021	2020
Lucro líquido	36.755	19,986	948
Despesa financeira líquida	3.840	10,966	9.630
Imposto de renda	16,770	8.239	(1.174)
Depreciação, exaustão e amortização	13,218	11,695	11,445
Resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	(251)	(1.607)	659
Reversões (perdas) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	1.315	(3.190)	7.339
Reclassificação do resultado abrangente em função da alienação de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	0	41	43
Resultados na alienação/baixa de ativos e na remensuração de investimentos mantidos com perda de controle	(1.144)	(1.941)	(499)
Resultados de contratos de coparticipação em áreas de licitação	(4.286)	(631)	-
EBITDA Ajustado	66.217	43.558	28.391

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 outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa situação financeira.

Aplicamos o mesmo método de conversão cambial estabelecido na Nota 2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para apresentar essa métrica em dólares americanos. Dessa forma, os itens do ativo e do passivo foram convertidos para dólares americanos pela taxa de câmbio da data da demonstração da posição financeira, e todos os itens referentes à demonstração do resultado e à demonstração dos fluxos de caixa foram convertidos pelas taxas médias vigentes em cada período.

A tabela seguinte apresenta a reconciliação para 2022 e 2021 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 fornecido pelas atividades operacionais:



US\$ milhões	2022	2021
Caixa e equivalentes de caixa	7.996	10,467
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento superior a três meses)	4.287	650
Caixa e equivalentes de caixa ajustados	12.283	11.117
Dívida de financiamento	29.954	35.700
Passivo de arrendamento	23.845	23.043
Dívida circulante e não circulante - Dívida Bruta	53.799	58.743
Dívida Líquida	41.516	47.626
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais - FCO	49.717	37.791
Provisão para perda de crédito em contas a receber comerciais e outras	(65)	30
Contas a receber comerciais e outras, líquidas	(355)	2,075
Estoques	1.217	2,334
Contas a pagar comerciais	359	(1.073)
Impostos a pagar ⁽¹⁾	13,957	(697)
Outros ⁽²⁾	1.387	3.095
EBITDA Ajustado Total	66.217	43.558
Dívida bruta líquida do índice de Caixa e equivalentes de caixa/FCO	0,92	1,28
Índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	0,63	1,09

(1) É composto por Outros impostos a pagar e Imposto de Renda pago.

(2) Em 2022, compreende principalmente pagamentos relativos a Planos de Pensão (Termo de Compromisso Financeiro). Em 2021, compreende principalmente pagamentos relacionados a depósitos judiciais e planos de pensão (Termo de Compromisso Financeiro e Plano Petros 3).

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólares americanos diminuiu de 1,09 em 31 de dezembro de 2021 para 0,63 em 31 de dezembro de 2022, refletindo os efeitos derivados da combinação de maior EBITDA Ajustado e menor Dívida Líquida.

Uso de Recursos

Despesas de Capital

Desembolsamos um total de US\$9.848 milhões em 2022 (dos quais 68% foram utilizados nos negócios de E&P), um aumento de 12% quando comparado às nossas Despesas de Capital de US\$8.772 milhões em 2021. Em linha com nosso plano estratégico 2022-2026 anterior, nossas Despesas de Capital em 2022 foram direcionadas principalmente para os projetos de investimento mais lucrativos relacionados à produção de petróleo e gás. Essas despesas são baseadas em nossas premissas de custo e metodologia financeira do plano.

**DESPESAS DE CAPITAL POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS (US\$ milhões)**

Para o exercício findo em 31 de dezembro de	2022	2021	2020
Exploração e Produção	7.844	7.129	6.557
Refino, Transporte e Comercialização	1.193	932	947
Gás e Energia	350	412	352
Corporativo e Outros Negócios	461	298	200
TOTAL	9.848	8.772	8.056

Para informações sobre nossas futuras Despesas de Capital, consulte “Plano Estratégico” neste relatório anual.



Investimentos em Exploração e Produção:

US\$ 7.844 milhões

- _ Início da operação de dois novos sistemas: FPSO Guanabara (Mero 1) e P-71 (Itapu).
- _ *Ramp up* de quatro sistemas: FPSO Guanabara (Mero 1), P-71 (Itapu), FPSO Carioca (Sépia) e P-68 (Berbigão/Sururu).
- _ Novos poços em campos maduros: P-48 (Barracuda/Caratinga), P-40 (Marlim Sul), PMXL-1 (Mexilhão), P-50 (Albacora Leste), P-55/P-62 (Roncador) e P-58 (Parque das Baleias).



Investimentos em Refino, Transporte e Comercialização:

US\$ 1.193 milhões

- _ Investimentos para permitir que a REPLAN e a REVAP produzam 100% de óleo diesel S-10 e combustível de aviação, foram aprovados para a fase de execução. Além disso, também ocorre no refino, um REVAMP em uma unidade U-2700 na REDUC para produzir 4.500 m³/d de óleo diesel S-10, com o objetivo de atender às necessidades do mercado e do meio ambiente. O investimento total de capital nestes projetos totaliza US\$ 660 milhões.
- _ Investimentos em paradas programadas para manutenção. Mais de 3.000 equipamentos foram submetidos a inspeção e manutenção em todas as refinarias da empresa.



Investimentos em Gás e Energia:

US\$ 350 milhões

- _ Construção e expansão da capacidade de gasodutos e unidades de processamento de gás natural para suprir a produção do polo do pré-sal na bacia de Santos.
- _ Além disso, estão em andamento estudos sobre novos projetos para o *Cluster* GASLUB, que incluem engenharia conceitual e básica que já começou e está em andamento.



Dividendos

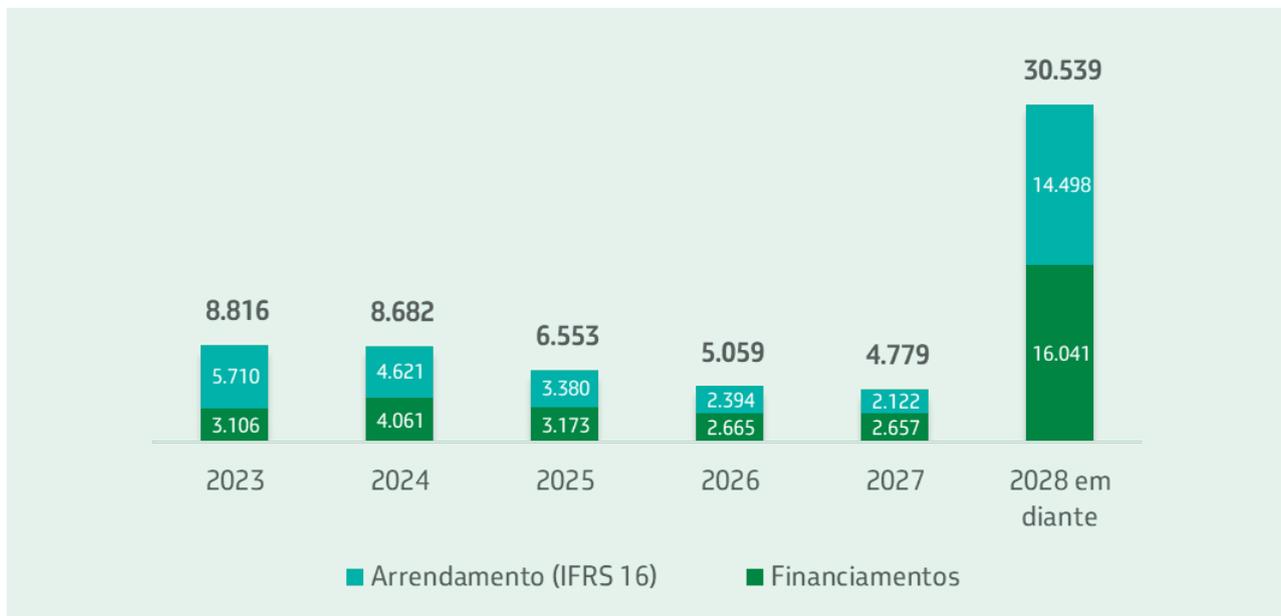
Nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos em 2022 no montante de US\$43.187 milhões. Tais dividendos foram calculados em reais, de acordo com nossa política de remuneração aos acionistas, no valor de R\$ 222.560 milhões representando 60% do nosso Fluxo de Caixa Livre, convertidos para dólares americanos com base na taxa de câmbio vigente na data de aprovação para cada antecipação e na taxa de câmbio de fechamento para os dividendos complementares.

Para mais informações sobre nossa política de remuneração aos acionistas, consulte “Informações aos Acionistas – Dividendos” neste relatório anual e a Nota 33.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2022, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US\$33.889 milhões em dívida de financiamento e passivo de arrendamento (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 2022, liquidamos vários financiamentos, no montante de US\$11.184 milhões, notadamente: (i) US\$5.444 milhões para recompra de títulos globais anteriormente emitidos por nós nos mercados de capitais e (ii) US\$ 5.676 milhões de amortizações de dívida. Veja a Nota 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Passivos de Arrendamento

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de petróleo 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, exceto com o passar do 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 2022, esses contratos totalizam US\$79.913 milhões (US\$79.557 milhões em 31 de dezembro de 2021).

Para informações sobre mudanças no saldo de passivos de arrendamento e em arrendamentos por classe de ativos subjacentes, consulte a Nota 32 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, exceto pela penhora pré-julgamento cobrada por várias entidades EIG que atualmente impede a PIBBV de pagar dividendos à Petrobras. Como resultado, não prevemos impacto algum em nossa capacidade de cumprir nossas obrigações de caixa. Para mais informações sobre a penhora pré-julgamento, consulte “Jurídico e Tributário - Processos Judiciais - Reivindicação do Investidor e Procedimento de Mediação da Sete Brasil” neste relatório anual.

Outras Informações

Políticas e Estimativas Contábeis Críticas

A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta informações sobre as áreas que envolvem julgamentos e/ou estimativas que exigem o uso de premissas sobre questões com maior grau de incerteza. Consideramos uma política ou estimativa contábil como crítica com base no grau de incerteza, nos potenciais eventos que podem afetar nossas estimativas e na probabilidade de um impacto material quando usamos uma estimativa diferente.

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.



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 por, entre outras coisas, estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Nosso Estatuto Social prevê especificamente que nosso Conselho de Administração seja composto apenas por membros externos, sem qualquer vínculo estatutário ou empregatício vigente 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 a nossa administração. Veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.

Como 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 de nosso Conselho de Administração para representá-los por meio de um procedimento de votação separado.

Nosso Estatuto Social também prevê que, independentemente dos direitos concedidos aos acionistas minoritários, o Governo Federal brasileiro sempre tem o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros, independentemente do número de conselheiros.

O mandato de nossos conselheiros não pode exceder dois anos e qualquer membro de nosso Conselho de Administração pode ser reeleito por até três vezes consecutivas.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas podem destituir qualquer conselheiro a qualquer momento, com ou sem justa causa, em assembleia geral extraordinária, e, a destituição de qualquer membro do conselho eleito por meio de voto cumulativo resultará na destituição de todos os outros membros eleitos sob o mesmo procedimento, seguida de 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 normas da B3 para o Nível 2. Em caso de contradições entre essas regras, prevalecem as regras mais rigorosas.

Para mais informações sobre o segmento de listagem de Nível 2, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição, as atribuições e os deveres do nosso Conselho de Administração, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia de nosso Estatuto Social.

Para mais informações relacionadas a mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e de nossa equipe administrativa, veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.

Na data deste relatório anual, temos os seguintes 11 conselheiros:

**Gileno Gurjão Barreto****Nascimento**

23 de janeiro de 1972

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Presidente do Conselho de Administração desde Agosto de 2022

**Outros cargos de Administração**

Presidente da PRODESP S.A. (Processamento de Dados do Estado de São Paulo)

**Prazo do mandato atual expira em**

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

**Indicado por**

Acionista Controlador

**Independente**

Não

**Relações Familiares**

Não há

**Experiência Profissional**

O Sr. Gileno foi Diretor Presidente do Serviço Federal de Processamento de Dados (SERPRO) (2020-2023), tendo sido anteriormente Diretor Jurídico, de Governança e Gestão (2019-2020). Ex-conselheiro do CARF (Conselho Administrativo de Recursos Fiscais) e da CSRF (Câmara Superior de Recursos Fiscais) de 2004 a 2014. Foi sócio da Loeser e Portela Advogados, onde permaneceu de 2011 a 2018, tendo feito carreira na PwC de 1991 a 2011, passando pelas áreas de Auditoria, de Consultoria, de Consultoria Tributária e de Contencioso Administrativo e Judicial, onde liderou a prática de *Tax Controversy & Dispute Resolution*. Foi consultor de várias empresas privadas nacionais e multinacionais e empresas estatais e paraestatais, tais como autarquias (Receita Federal do Brasil), agências reguladoras (ANEEL, ANTT) e entidades de classe (CNI, CNA, CNF).

**Formação Acadêmica**

O Sr. Gileno é advogado e formado pelo Centro Universitário de Brasília, com MBA em Administração de Empresas pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

**Jean Paul Terra Prates****Nascimento**
19 de junho de 1968**Nacionalidade**
Brasileiro**Cargo**
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2023**Outros cargos de Administração**
Não há**Prazo do mandato atual expira em**
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024**Indicado por**
Acionista Controlador**Independente**
Não**Relações Familiares**
Não há**Experiência Profissional**

O Sr. Prates foi membro da assessoria jurídica da Petrobras International S.A. - Braspetro e editor do Jornal de Petróleo e Gás Latinoamericano. Também atuou como Diretor Executivo da Expetro Consultoria em Recursos Naturais Ltda., a maior consultoria nacional de petróleo durante os anos 1990 e 2000, coordenando projetos nacionais e internacionais para várias empresas públicas e privadas e entidades sindicais e setoriais, e assessorou governos, agências reguladoras e parlamentares em todas as áreas do setor de energia. Como Secretário de Energia do Governo do Estado do Rio Grande do Norte, ele conduziu o Estado à autossuficiência energética e à liderança nacional na geração de energia eólica. Ele foi recentemente reconhecido como uma das três pessoas mais influentes no setor de energia renovável no Brasil e como uma das 50 personalidades mais importantes no setor energético mundial, pelas duas principais revistas internacionais de energia: Recharge (européia) e Windpower (americana). O Sr. Prates também foi eleito um dos 25 mais influentes no setor mundial de energia eólica pela revista Windpower.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Prates é advogado formado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Também possui mestrado em Economia e Gestão de Petróleo, Gás e Motores pelo Instituto Francês do Petróleo (IFP) e mestrado em Política Energética e Gestão Ambiental pela Universidade da Pensilvânia.

**Edison Antônio Costa Britto Garcia****Nascimento**
16 de agosto de 1961**Nacionalidade**
Brasileiro**Cargo**
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2022**Outros cargos de Administração**
Presidente da Companhia Energética de Brasília (CEB), Diretor Geral da CEB Participações e CEB Iluminação Pública e Serviços S.A., e Membro do Conselho de Administração da CEB, Neenergia Distribuição de Brasília, CELPE, CONSERN, COELBA, ELEKTRO S.A. e INVESTCO S.A.**Prazo do mandato atual expira em**
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024**Indicado por**
Acionista Controlador**Independente**
Sim**Relações Familiares**
Não há**Experiência Profissional**

O Sr. Garcia atua como Presidente da Companhia Energética de Brasília (CEB) e Diretor Geral da CEB Participações S.A. desde janeiro de 2019 e da CEB Iluminação Pública e Serviços S.A. desde março de 2021. Ele é membro titular dos Conselhos de Administração da CEB, CEB Lajeado S.A., INVESTCO S.A. (empresa controlada pela EDP) e das distribuidoras de energia do Grupo Neenergia: CELPE, COSERN, COELBA, ELEKTRO Redes S.A. e Neenergia Distribuição de Brasília S.A. (NDB). Sua carreira profissional apresenta 25 anos de experiência em mercado de capitais e direito societário, tendo sido Procurador Federal e Superintendente da CVM, representando a CVM como Conselheiro no Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional por dois mandatos (2000-2004) e quase seis anos como Superintendente e Presidente da Associação de Investidores do Mercado de Capitais, entidade criada por administradores de fundos de investimento (2006-2012). Foi Presidente e Procurador Geral do Instituto Nacional de Seguridade Social durante 2018. Além disso, foi Secretário de Estado de Planejamento e Coordenação Geral de Mato Grosso sob o Governo Dante de Oliveira (1996-1998). Também exerceu outros cargos no Governo federal, inclusive dentro da Procuradoria Geral e vários outros ministérios, ao longo de 36 anos.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Garcia é advogado formado pelo Centro Universitário de Brasília. Também é pós-graduado em Direito Empresarial e Mercado de Capitais pela Insper Learning Institution do IBMEC.

**Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis****Nascimento**

14 de setembro de 1964

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022

**Outros cargos de Administração**

Membro do Comitê de Ética da Fundação das Empresas Elétricas de São Paulo (FUNCESP), Membro do Comitê de Auditoria da Mapfre Brasil Participações e Assessor da Presidência do Instituto dos Advogados de São Paulo (IASP)

**Prazo do mandato atual expira em**

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

**Indicado por**

Acionistas Minoritários detentores de ações ordinárias

**Independente**

Sim

**Relações Familiares**

Não há

**Experiência Profissional**

O Sr. Petros é economista e advogado, especializado em direito corporativo, governança corporativa, conformidade e investigações forenses. Nos últimos anos, trabalhou em complexas reestruturações de áreas corporativas, conformidade e integridade corporativa, investigações e fechamento de acordos com autoridades nacionais e internacionais. Atuou durante 25 anos na área de mercado de capitais e tem amplo conhecimento de finanças corporativas, avaliação de empresas e investimentos. Foi presidente da Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais de São Paulo (1999-2001) e Presidente do Conselho de Supervisão dos Analistas do Mercado de Capitais, instituído pela CVM (2010-2015). Tem experiência relevante como membro de Conselho de Administração e de Comitês de grandes empresas brasileiras, tendo participado das reestruturações de governança corporativa e tomada de decisões estratégicas de empresas, incluindo a Petrobras (2015-2019), BRF (2017-2020) e BR Distribuidora (2015-2016).

**Formação Acadêmica**

O Sr. Petros é bacharel em Direito pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2014). Também é formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP) (1987) e pós-graduado em finanças (MBA) pelo Instituto Brasileiro do Mercado de Capitais (IBMEC).



lêda Aparecida de Moura Cagni



Nascimento
30 de maio de 1974



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2022



Outros cargos de Administração
Presidente do Conselho de Administração do Banco do Brasil



Prazo do mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Experiência Profissional

A Sra. Cagni é Procuradora da Fazenda Nacional desde 2008, atuando como Diretora de Gestão Corporativa e como Coordenadora-Geral de Administração na Advocacia Geral da União. Como conselheira atuou nos Conselhos de Administração do Serviço Federal de Processamento de Dados e da Companhia de Água e Saneamento do Estado da Bahia. Também foi assessora fiscal da BB Gestão de Recursos - Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A, entidade controlada pelo Banco do Brasil, Valec-Engenharia, Construções e Ferrovia e Banco do Brasil. Foi Secretária-Geral de Administração da Advocacia-Geral da União (2020-2022). Atualmente, ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração do Banco do Brasil.



Formação Acadêmica

A Sra. Cagni é bacharel em Direito pela Faculdade de Direito de Anápolis, mestre em Gestão Pública pela Fundação Getúlio Vargas e possui MBA em Direito Público pela Processus Faculdade de Direito. Também concluiu o programa de Gestão de Risco e Tomada de Decisão Financeira na Universidade de Chicago e o programa de Inovação e Gestão Pública no Instituto Universitário de Lisboa, entre outros.

Jônathas Assunção Salvador Nery de Castro



Nascimento
5 de setembro de 1983



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2022



Outros cargos de Administração
Presidente do Conselho de Administração do Conselho Nacional de Proteção de Dados Pessoais, Membro do Conselho de Administração do Aeroporto de Viracopos, Membro do Conselho de Administração da Companhia Imobiliária de Brasília (Terracap) e Membro do Conselho Fiscal da Brasilcap Capitalização S.A.



Prazo do mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Experiência Profissional

Desde 2010, o Sr. Castro trabalha como funcionário público, especializando-se na elaboração, execução e monitoramento de políticas públicas, particularmente dentro do setor de infra-estrutura. Também possui experiência na administração do governo.



Formação Acadêmica

O Sr. Castro é graduado em engenharia mecânica e mestre em ciências mecânicas pela Universidade de Brasília. Além disso, possui um MBE em Economia pela Universidade de São Paulo (USP) e um MBA em Gestão Empresarial pelo IBMEC.

**José João Abdalla Filho****Nascimento**
30 de maio de 1945**Nacionalidade**
Brasileiro**Cargo**
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022**Outros cargos de Administração**
Presidente do Banco Clássico S.A., Agro imobiliária Avanhadava S.A., Dinâmica Energia S.A., Jataí Empreendimentos e Participações, Jupem S.A. Participações e Empreendimentos, Navegação Porto Morrinho S.A., Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e Agro Imobiliária Primavera S.A. e Membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)**Prazo do mandato atual expira em**
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024**Indicado por**
Acionistas Minoritários detentores de ações ordinárias**Independente**
Sim**Relações Familiares**
Não há**Experiência Profissional**

O Sr. Abdalla, também conhecido como Juca Abdalla, 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 têm sido carregadas há mais de 10 anos. Possui experiência nos Conselhos de Administração da Naturgy Brasil e da CEMIG, proporcionando-lhe um importante *background* nos setores de energia e de óleo e gás. Sua atuação sempre foi pautada no 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*, em especial aos acionistas das companhias. Sempre com visão de longo prazo, o Sr. Abdalla busca apoiar da melhor forma possível o desempenho do *Management*. As suas principais funções incluem: (a) Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., (acionista controlador de vários veículos de investimento), desde 1989; (b) membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais desde 2019, incluindo o cargo de suplente (2015-2019); (c) membro efetivo 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. Abdalla é graduado em economia pela Universidade Presbiteriana Mackenzie.

**Marcelo Gasparino da Silva****Nascimento**

13 de fevereiro de 1971

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2021

**Outros cargos de Administração**

Presidente do Conselho de Administração da Eternit, Membro do Conselho de Administração da Vale S.A. e Membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS)

**Prazo do mandato atual expira em**

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

**Indicado por**

Acionistas Minoritários detentores de ações ordinárias

**Independente**

Sim

**Relações Familiares**

Não há

**Experiência Profissional**

O Sr. Gasparino da Silva possui experiência nos seguintes setores: mineração e aço, óleo e gás, petroquímica, logística, geração, transmissão e distribuição de energia, distribuição de gás natural, transformação de aço, indústria de base, construção civil, telhados para construção civil (incluindo geração fotovoltaica, armazenagem e saneamento básico), onde adquiriu competências, capacidades e conhecimentos. Estas experiências permitem ao Sr. Gasparino da Silva contribuir eficazmente para um leque diversificado de assuntos e estratégias que encontra regularmente nos conselhos em que participa, tais como: *turnaround*, ESG, estrutura de capital, fusões & aquisições, venda de ativos *non core*, reestruturação financeira de companhias em crise, incluindo recuperação judicial, sucessão de executivos, questões jurídicas de alta complexidade e a liderança no enfrentamento de crises de impacto global, tais como a pandemia de Covid-19. É Conselheiro de Administração certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) desde 2010. Iniciou a sua carreira executiva como Diretor Jurídico-Institucional da Celesc (2007-2009). Foi Presidente do Conselho de Administração da Usiminas. Em abril de 2017, assumiu a presidência do Conselho de Administração da Eternit, para liderar seu *turnaround* com a eleição de uma nova diretoria. No entanto, no mesmo ano, a Eternit sofreu um importante revés em questão jurídica que banuiu o uso do amianto crisotila no Brasil, resultando num Processo de Recuperação Judicial em 2018. Liderando o *Board* no complexo momento atuou para que a Eternit buscasse um novo negócio na área de energia fotovoltaica, sendo lançadas as telhas fotovoltaicas Eternit Solar e a Tégula Solar, incluindo no seu portfólio produto com tecnologia e inovação. Foi membro dos Conselhos de Administração da Bradespar (2015-16), Battistella (2016-17), Casan (2019), Celesc (2011-14 e 2018-19), CEMIG (2016-2022), ELETROBRAS (2012-14 e 2016), Eletropaulo (2016-18), Gasmig (2020-21), Kepler Weber (2017-20) Tecnisa (2012-14) e Usiminas (2012-16). Foi conselheiro fiscal da AES Tietê (2013-14), Bradespar (2014-15) e Braskem (2018-19).

**Formação Acadêmica**

O Sr. Gasparino da Silva é advogado e especialista em Administração Tributária Empresarial pela Universidade Federal de Santa Catarina. Possui treinamento executivo em fusões e aquisições na London Business School, e do Programa CEO para Executivos Seniores na Fundação Getúlio Vargas. Além disso, é Professor na Fundação ENÁ - Escola de Governo, para certificação de administradores de empresas estatais e sociedades de economia mista.



Marcelo Mesquita de Siqueira Filho

**Nascimento**

20 de dezembro de 1969

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2016

**Outros cargos de Administração**

Membro do Conselho de Administração do Fundo Patrimonial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), Membro do Conselho de Administração da Tamboro Educacional S.A., Arara Tecnologia e Serviços Financeiros Ltda. e Sócio co-fundador Leblon Realty Barralog Participações LTDA. e Leblon Equities Gestão de Recursos Ltda.

**Prazo do mandato atual expira em**

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024.

**Indicado por**

Acionistas Minoritários detentores de ações preferenciais

**Independente**

Sim

**Relações Familiares**

Não há

**Experiência Profissional**

Desde 2008, o Sr. Mesquita é sócio co-fundador do Leblon Equities e co-gestor dos fundos de ações e investimentos de *private equity*. Tem mais de 30 anos de experiência no mercado acionário brasileiro, tendo trabalhado no UBS Pactual por 10 anos e no Banco Garantia por 7 anos. No UBS Pactual, atuou como corresponsável pela área de Mercado de Capitais Brasileiro, corresponsável pela área de Ações Brasileiras e responsável pela área de Análise de Empresas e Estrategista. No Banco Garantia, foi analista de empresas de *Commodities* e *Investment Banker*. Desde 1995, é considerado por investidores como um dos principais analistas do Brasil de acordo com diversas pesquisas feitas pela revista Institutional Investor. Foi classificado como "#1 Analista Brasileiro" de 2003 a 2006 (#3 em 2002, #2 em 2001 e #3 em 2000). Também foi classificado como o "#1 Estrategista de Ações no Brasil" de 2003 a 2005.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Mesquita é formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), em estudos franceses pela Universidade Nancy II e uma OPM (Owner/President Management) pela Harvard Business School.

Rosângela Buzanelli Torres

**Nascimento**

5 de janeiro de 1960

**Nacionalidade**

Brasileira

**Cargo**

Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020

**Outros cargos de Administração**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

**Indicado por**

Empregados

**Independente**

Não

**Relações Familiares**

Não há

**Experiência Profissional**

A Sra. Buzanelli entrou em 1987 em nossa empresa no departamento de Geofísica. Atualmente, trabalha na área de Operação Exploratória Marítima em Águas Profundas.

**Formação Acadêmica**

A Sra. Buzanelli é graduada em Engenharia Geológica pela Universidade Federal de Ouro Preto e mestre em Geociências pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

**Ricardo Soriano de Alencar****Nascimento**
26 de maio de 1973**Nacionalidade**
Brasileiro**Cargo**
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2022**Outros cargos de Administração**
Membro do Conselho de Administração da Companhia Imobiliária de Brasília (Terracap)**Prazo do mandato atual expira em**
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024**Indicado por**
Acionista Controlador**Independente**
Não**Relações Familiares**
Não há**Experiência Profissional**

O Sr. Soriano atuou como Procurador da Fazenda Nacional por mais de 20 anos e é ex-Procurador-Geral da Fazenda Nacional. É membro do Conselho de Administração da Petrobras e da Terracap e é membro do Comitê de Investimentos da Petrobras. Também atuou como Procurador da República. Entre outros cargos, ocupou na Procuradoria Geral da Fazenda Nacional as funções de Procurador-Geral Adjunto e Coordenador-Geral Jurídico. Foi membro do Conselho Fiscal da Caixa Econômica Federal por quatro anos (presidindo o conselho por três anos), tendo sido também membro do Conselho de Administração da Caixa Econômica Federal (por aproximadamente seis anos) e do Banco do Nordeste do Brasil (por quatro anos, presidindo por dois anos). Por mais de uma década, o Sr. Soriano também foi membro de bancas examinadoras em vários concursos públicos relacionados aos setores jurídico, tributário e de controle externo. Possui vasta experiência como advogado no âmbito da Administração Pública Federal.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Soriano é bacharel em Direito pela Universidade de Brasília e pós-graduado pela Fundação Escola Superior do Ministério Público do Distrito Federal e Territórios. Além disso, possui outras duas especializações, em Direito Administrativo e em Direito Constitucional, pela Universidade Gama Filho.



Conselho Fiscal

Temos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, que é independente da nossa administração e de auditores independentes. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal, como órgão fiscalizador, incluem, entre outras: (i) representar os acionistas e monitorar as atividades da administração; (ii) verificar o cumprimento dos deveres legais e estatutários; e (iii) revisar o relatório anual da administração e as demonstrações financeiras consolidadas auditadas, emitindo parecer no fim do exercício.

Os membros do nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos por nossos acionistas na Assembleia Geral Ordinária para um mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela Lei das Sociedades por Ações. Os titulares de ações preferenciais e os detentores minoritários de ações ordinárias têm o direito, como classe, de eleger um membro e o respectivo 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 respectivo 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		
Marisete Fátima Dadald Pereira	2022	Governo Federal brasileiro
Sergio Henrique Lopes de Sousa (Presidente)	2020	Governo Federal brasileiro
Janete Duarte Mol	2022	Governo Federal brasileiro/Ministério da Fazenda
Patrícia Valente Stierli	2021	Acionista minoritário
Michele da Silva Gonsales Torres	2021	Acionista preferencial
Membros suplentes		
Otávio Ladeira de Medeiros	2022	Governo Federal brasileiro/Ministério da Fazenda
Alan Sampaio Santos	2020	Governo Federal brasileiro
Antonio Emílio Bastos Aguiar Freire	2021	Acionista minoritário
Robert Juenemann	2021	Acionista preferencial

Para mais informações relacionadas a mudanças na composição de nosso Conselho Fiscal, veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.



Diretoria Executiva

Nossa Diretoria Executiva é composta por um CEO e oito diretores executivos. De acordo com o nosso Estatuto Social, nossa Diretoria Executiva é responsável por nossa administração diária. Nossos diretores executivos não precisam ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. De acordo com o nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege nossos diretores executivos, incluindo o CEO, e deve considerar qualificações pessoais, experiência e especialização ao eleger diretores executivos. O mandato dos nossos diretores executivos dura dois anos e não são permitidas mais de três reeleições consecutivas. Nosso Conselho de Administração pode destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento e sem justa causa por meio de um procedimento especial para a destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade de acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração. De acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração, para decidir sobre a destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade, o Conselho de Administração deve seguir um quórum qualificado que exija o voto do Conselheiro eleito pelos acionistas minoritários ou do Conselheiro eleito pelos acionistas preferenciais.

Para mais informações sobre nossa Diretoria Executiva, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia de nosso Estatuto Social.

Para mais informações relacionadas a mudanças na composição de nossa Diretoria Executiva, veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.

Na data deste relatório anual, temos os seguintes nove diretores executivos:

Jean Paul Terra Prates

**Nascimento**

19 de junho de 1968

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**Presidente
desde janeiro de 2023**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Prates foi membro da assessoria jurídica da Petrobras International S.A. - Braspetro e editor do Jornal de Petróleo e Gás Latinoamericano. Também atuou como Diretor Executivo da Expetro Consultoria em Recursos Naturais Ltda., a maior consultoria nacional de petróleo durante os anos 1990 e 2000, coordenando projetos nacionais e internacionais para várias empresas públicas e privadas e entidades sindicais e setoriais, e assessorou governos, agências reguladoras e parlamentares em todas as áreas do setor de energia. Como Secretário de Energia do Governo do Estado do Rio Grande do Norte, ele conduziu o Estado à autossuficiência energética e à liderança nacional na geração de energia eólica. Ele foi recentemente reconhecido como uma das três pessoas mais influentes no setor de energia renovável no Brasil e como uma das 50 personalidades mais importantes no setor energético mundial, pelas duas principais revistas internacionais de energia: Recharge (européia) e Windpower (americana). O Sr. Prates também foi eleito um dos 25 mais influentes no setor mundial de energia eólica pela revista Windpower.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Prates é advogado formado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Também possui mestrado em Economia e Gestão de Petróleo, Gás e Motores pelo Instituto Francês do Petróleo (IFP) e mestrado em Política Energética e Gestão Ambiental pela Universidade da Pensilvânia.



Cláudio Rogério Linassi Mastella

**Nascimento**

17 de dezembro de 1962

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**Diretor Executivo de
Comercialização e
Logística
desde abril de 2021**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Mastella tem 35 anos de experiência profissional em nossa empresa, especificamente dentro dos departamentos de Comercialização, Refino e Logística. Atuou como membro do Conselho de Administração da Logum Logística S.A. na Transpetro, empresas do nosso grupo. Foi Diretor Suplente da Petrobras Argentina S.A. e Membro do Comitê de Estratégia e Finanças da Transpetro. Atua como Vice-Presidente da Associação Brasileira de *Downstream* do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) desde 2020.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Mastella é formado em engenharia química pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, possui MBA Executivo pelo IBMEC, pós-graduação em administração pela Fundação Dom Cabral, e participou de programas de desenvolvimento no exterior, como: Programa de Desenvolvimento Executivo na Northwestern Kellogg e Gerenciamento de Cadeias de Suprimentos para Competitividade Global na Stanford GSB.

Fernando Assumpção Borges

**Nascimento**

6 de maio de 1960

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**Diretor Executivo de
Exploração e Produção
desde abril de 2021**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Borges tem 39 anos de experiência profissional em nossa empresa, tendo desempenhado várias funções gerenciais na área de Exploração e Produção. O Sr. Borges também atuou como Gerente Executivo em nossa empresa, tendo anteriormente ocupado a Gerência Executiva de Libra de abril de 2016 a setembro de 2019 e a Gerência Executiva de Relações Externas de setembro de 2019 a abril de 2021. Ocupou o cargo de Diretor no Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) de abril de 2016 a março de 2020 e, desde abril de 2016, após ser nomeado por nós, o Sr. Borges tem atuado como Diretor da Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (ABEP).

**Formação Acadêmica**

O Sr. Borges é formado em engenharia civil pela Universidade Federal de Uberlândia, com MBA Executivo pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, e cursou o Programa de Gestão Avançada no Institut Européen D'Administration des Affaires, na França.



João Henrique Rittershausen

**Nascimento**

24 de outubro de 1964

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção desde abril de 2021

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Rittershausen trabalha em nossa empresa há 35 anos, tendo desempenhado várias funções gerenciais no segmento de E&P e Suprimentos. O Sr. Rittershausen atuou como Gerente Executivo em nossa empresa desde novembro de 2017. Inicialmente, ocupou o cargo de Gerente Executivo em Sistemas de Superfície e, em novembro de 2018, tornou-se Gerente Executivo de Sistemas de Superfície, Refino e Gás e Energia, um departamento responsável pela construção dos novos ativos de nossa empresa nas áreas de E&P e RGN.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Rittershausen é formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais e em engenharia de petróleo por nossa empresa. Além disso, ele possui MBA em gestão empresarial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e pelo Programa de Gestão Avançada do Institut Européen D'Administration des Affaires na França.

Paulo Palaia Sica

**Nascimento**

20 de janeiro de 1966

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação desde setembro de 2022

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Palaia Sica tem mais de 37 anos de experiência profissional em Tecnologia da Informação e experiência adicional em vários setores do mercado. Ocupou vários cargos de liderança nos últimos 27 anos como o principal executivo de tecnologia das instituições onde trabalhou. Por mais de nove anos, foi Diretor de Tecnologia da GOL Linhas Aéreas Inteligentes S/A e Diretor Geral da GOLLabs, laboratório de inovação voltado para o setor aéreo. Ele também foi Diretor de Tecnologia da Webjet Linhas Aéreas, DASA, CVC e Presidente do Conselho Deliberativo da Associação Brasileira de e-Business, entre 2015 e 2016. Além disso, trabalhou como consultor de tecnologia para o Hospital Sírio Libanês, GJP Hotéis Exclusivos, MOVIDA Aluguel de Carros, JSL SA e Grupo COMPORTE. Detém patentes de soluções tecnológicas que visam reduzir custos operacionais e melhorar a experiência dos clientes das companhias aéreas, tendo recebido mais de 36 prêmios concedidos pelas maiores entidades do mercado brasileiro de TI durante sua carreira.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Palaia Sica é bacharel em Processamento de Dados pela Universidade Braz Cubas e pós-graduado em Gestão Estratégica de TI pela Universidade da Califórnia - Berkeley.



Rafael Chaves Santos

**Nascimento**

3 de julho de 1974

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade desde dezembro de 2021

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Santos entrou em nossa empresa em janeiro de 2019 e desde então tem contribuído extensivamente para o reposicionamento estratégico de nossa empresa. Representou nossa empresa como chefe de estratégia, como Presidente da Diretoria da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e Transpetro; e como membro da Diretoria da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). Anteriormente, trabalhou para o Banco Central do Brasil, para a Vale International, para a ENEVA, o maior operador privado de gás natural do Brasil, e para a EPGE, a escola de economia da Fundação Getúlio Vargas.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Santos é formado em engenharia civil pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro. Também possui mestrado em finanças pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e doutorado em economia pela Fundação Getúlio Vargas.

Rodrigo Araujo Alves

**Nascimento**

10 de julho de 1985

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores desde abril de 2021

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Alves trabalha em nossa empresa desde 2007, com ampla experiência no setor financeiro, ocupando o cargo de Gerente Executivo de Contabilidade e Tributário de 2017 a abril de 2021. Foi Presidente do Conselho Fiscal da TBG e membro do Conselho Fiscal de outras empresas do nosso grupo: Stratura Asfaltos e Eólica Mangue Seco. Também foi membro de um grupo consultivo do IASB de julho de 2018 a setembro de 2021 e atualmente é membro do Conselho de Administração da Associação Brasileira das Companhias Abertas (ABRASCA). Recebeu vários prêmios, mais notadamente o Prêmio de Mérito Anefac para profissionais do ano na categoria tributária em 2020, o Prêmio Confed para executivos fiscais do ano para indústrias de base em 2018 e o Troféu Transparência Anefac em 2019 e 2020, que é concedido à empresa com as Demonstrações Financeiras mais transparentes do Brasil.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Alves é bacharel em administração de empresas pela Universidade Federal de Minas Gerais e bacharel em contabilidade pela Faculdade Moraes Júnior Mackenzie Rio, possui MBA em gestão econômica e financeira pela Fundação Getúlio Vargas e mestrado executivo em finanças (com honras) pela HEC Paris. É *Certified Public Accountant* (CPA) no estado de Washington, Estados Unidos; possui um *COSO Internal Control Certificate* do American Institute of Certified Public Accountants (AICPA) e é certificado em IFRS (CertIFR) pela Association of Chartered Certified Accountants (ACCA). Também fez cursos de administração e finanças no INSEAD, Chicago Booth, Singularity University, Fundação Dom Cabral, Instituto CFA e MDT International.



Rodrigo Costa Lima e Silva



Nascimento
17 de abril de 1975



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo de Refino e Gás Natural desde janeiro de 2021



Relações Familiares
Não há



Prazo do mandato atual expira em
Abril de 2023



Experiência Profissional

O Sr. Silva ingressou em nossa empresa em 2005, tendo ocupado várias funções gerenciais nas áreas de Exploração e Produção, Gás e Energia e Estratégia, incluindo o papel de Gerente Executivo de Gás e Energia entre junho de 2019 e janeiro de 2021. Anteriormente, o Sr. Silva foi o Gerente Executivo de Estratégia. Também gerenciou atividades relacionadas à exploração e produção. Além disso, o Sr. Silva foi presidente do Conselho de Administração de algumas de nossas subsidiárias.



Formação Acadêmica

O Sr. Silva é formado em administração de empresas pela Universidade Católica de Salvador. Também é mestre em administração de empresas pelo IBMEC, bem como possui MBA em finanças corporativas pela Fundação Getúlio Vargas.

Salvador Dahan



Nascimento
19 de julho de 1977



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde maio de 2021



Relações Familiares
Não há



Prazo do mandato atual expira em
Abril de 2023



Experiência Profissional

O Sr. Dahan tem 23 anos de experiência nas áreas de Conformidade, Risco e Governança. De 2005 a 2007, ele foi o Gerente de Risco e Investigação LATAM na Procter & Gamble. Em 2007, foi convidado a trabalhar na estruturação das áreas de *Compliance* e Segurança Corporativa do Grupo Gerdau, onde ocupou o cargo de Gerente Geral até 2016. No início de 2017, ingressou na Nissan Motors para atuar como Diretor de Riscos, Governança, *Compliance* e Auditoria Interna para operações, processos de estruturação e políticas na América Latina e, em 2019, foi convidado a trabalhar no Japão como Gerente Geral da Nissan.



Formação Acadêmica

O Sr. Dahan é formado em direito pela Universidade Mackenzie, com MBA em gestão de segurança empresarial pela FECAP e pós-graduação em liderança empresarial e comunitária pelo INSPER/SP.



Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria Executiva

Requisitos para Eleição

Nosso Estatuto Social determina certas limitações à eleição de nossos diretores executivos, membros de nossa administração e membros de nosso Conselho de Administração, além dos critérios estabelecidos por nossa política de indicação, Lei nº 13.303/16 e Decreto nº 8.945/16. Assim, para ser eleito, cada um dos nossos diretores executivos e cada membro do nosso Conselho de Administração deve:

- não ser réu em quaisquer processos judiciais ou administrativos relativos a uma questão relacionada às atividades a serem desenvolvidas em nossa empresa, com decisão desfavorável de tribunais de segunda instância;
- não ter questões comerciais ou financeiras pendentes reivindicadas ou incluídas nos registros oficiais de devedores, embora possam ser fornecidos esclarecimentos sobre essas questões;
- demonstrar diligência na resolução de questões levantadas em relatórios de órgãos de controle interno ou externo nos processos e/ou atividades sob sua gestão, quando aplicável;
- não ter violado nosso Código de Ética, Código de Conduta, Manual do nosso Programa de Prevenção à Corrupção ou outras normas internas, quando aplicável;
- não ter sido incluído no sistema disciplinar de nenhuma de nossas subsidiárias ou afiliadas, 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;
- ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente em negócios ou uma área afim, conforme especificado em nossa política de indicação.

Remuneração

De acordo com o nosso Estatuto Social, nossos acionistas estabelecem a remuneração total, ou a alocam em uma base individual, a ser paga aos nossos conselheiros, diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e comitês consultivos do nosso Conselho de Administração. Caso os acionistas não distribuam a remuneração individualmente, nosso Conselho de Administração está autorizado a fazê-lo.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, o valor agregado da remuneração que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria Executiva foi de US\$6,3 milhões. Em 31 de dezembro de 2022, tínhamos nove diretores executivos e 11 membros do Conselho de Administração.

Para mais informações sobre os montantes reservados ou acumulados por nós para fornecer pensão, aposentadoria ou benefícios semelhantes, consulte “Empregados – Benefícios” nesta seção.



	2022		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9,00	11,00	5,00
Número médio de membros remunerados no período	9,00	3,83	5,00
Valor da remuneração máxima (US\$)	452.768,37	28.187,46	28.187,46
Valor da remuneração mínima (US\$) ⁽¹⁾	327.597,39	28.187,46	28.187,46
Valor médio da remuneração (US\$) ⁽²⁾	608.852,97 ⁽³⁾	27.812,55	28.187,46

(1) O valor da remuneração anual individual mínima foi determinado considerando a remuneração efetivamente paga aos membros durante o exercício.

(2) O valor médio da remuneração corresponde ao valor total da remuneração anual paga dividido pelo número médio de membros remunerados no período.

(3) O cálculo inclui os valores referentes à cessação do cargo (quarentena) e pagamento das parcelas diferidas do Programa de Remuneração Variável referentes aos ex-membros da Diretoria Executiva que deixaram nossa empresa. Consequentemente, o valor médio foi superior ao valor da remuneração máxima, e não representa o valor efetivamente pago aos nossos atuais Diretores Executivos, que é apresentado nos valores mínimo e máximo de remuneração indicados acima.

Para mais informações sobre a remuneração de nossos empregados e diretores, consulte as Notas 17 e 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, os membros da nossa Diretoria Executiva recebem benefícios adicionais, como assistência médica, complementação da previdência social e auxílio-moradia.

Os membros do Conselho de Administração têm direito a benefícios complementares da segurança social. Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva podem ter direito legal à quarentena após o término do mandato, cujas regras e exceções estão previstas na legislação brasileira. Nenhum de nossos Conselheiros ou dos Conselheiros de nossas subsidiárias tem direito a benefícios pós-rescisão. Temos um Comitê de Pessoas, o COPE, na forma de um comitê consultivo.

Para informações sobre nosso comitê consultivo, consulte "Comitês da Diretoria Estatutária" abaixo.

Propriedade de Ações

Em 31 de dezembro de 2022, os membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e os membros do Conselho Fiscal detinham as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
Ações ordinárias	-	-	-
Ações preferenciais	-	63.213	-

Consequentemente, individualmente e como um grupo, nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham menos de 1% de qualquer classe de nossas ações. As ações detidas pelos nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações do mesmo tipo e classe que são detidas pelos nossos outros acionistas. Nenhum de nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detém qualquer opção de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais, nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra de



nossas ações ordinárias ou preferenciais. Não temos um plano de opção de compra de ações para nossos Conselheiros, Diretores Executivos ou empregados.

Comitês da Diretoria Estatutária

Nosso Conselho de Administração tem um total de seis comitês consultivos estatutários:

- **Comitê de Investimento:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração na definição de nossas diretrizes estratégicas, no plano estratégico, no plano anual de negócios, e em outras questões estratégicas e financeiras. O comitê também auxilia nosso Conselho de Administração na avaliação da estrutura e de condições das transações de investimento e desinvestimento, incluindo novas oportunidades de negócios, fusões, consolidações e cisões nas quais estamos envolvidos e que estão sob a responsabilidade do Conselho de Administração. Além disso, o comitê assessoria nosso Conselho de Administração na análise de nosso programa anual de financiamento.
- **Comitê de Auditoria:** para mais informações sobre o nosso comitê de auditoria, consulte “Comitê de Auditoria” nesta seção.
- **Comitê de Saúde, Segurança e Meio Ambiente:** 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 monitora, entre outras questões, indicadores e pesquisas sobre nossa imagem e reputação referentes às questões de SMS e sustentabilidade, sugerindo ações quando necessário. Além disso, o comitê aprova e monitora iniciativas ASG.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por auxiliar nosso Conselho de Administração em aspectos relacionados à gestão de ativos humanos da alta administração, incluindo, sem limitações: remuneração (fixa e variável), nomeações e políticas de sucessão, bem como os processos de seleção e elegibilidade. O Comitê de Pessoas existe em conformidade com a Lei Brasileira nº 13.303/12 e o Decreto nº 8.945/16, atuando como um comitê de elegibilidade para auxiliar os acionistas a nomear membros para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e supervisionar a implementação das verificações de histórico necessárias sobre integridade e conformidade em relação ao Conselho de Administração, ao Conselho Fiscal e aos Diretores Executivos nomeados, bem como membros externos dos comitês consultivos do Conselho de Administração, tendo um papel deliberativo nesses casos. O comitê assessoria nosso Conselho de Administração sobre a possível aplicação de penalidades para os Diretores Executivos e, membros do Conselho de Administração e seus Comitês Consultivos 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 monitora 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 caráter permanente, incluindo o acompanhamento do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa. O Comitê de Minoritários também assessoria nossos acionistas na emissão de pareceres sobre determinadas questões que requerem aprovação em assembleias gerais, nos termos do artigo 30, §4º do nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado:** criado para atender aos requisitos da Lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade de as controladas compartilharem custos e estruturas de suas controladoras correspondentes. O comitê é responsável pelas empresas do Conglomerado Petrobras que não têm comitês de auditoria interna. Além disso, o comitê presta assessoria ao nosso Conselho de Administração quanto às diretrizes para empresas do Conglomerado Petrobras em questões previstas em seu estatuto social.



RESUMO DA COMPOSIÇÃO DOS NOSSOS COMITÊS CONSULTIVOS ESTATUTÁRIOS NA DATA DESTE RELATÓRIO ANUAL

Membros	Comitês					
	Investimento	Auditoria	Saúde, Segurança e Meio Ambiente	Pessoas	Minoritários	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Ana Sílvia Corso Matte				●		
Carlo Linkevieius Pereira			●			
Edison Antonio Costa Britto Garcia		●		●		
Edson Chil Nobre	●					
Evely Forjaz Loureiro			●			
Francisco Petros		●			●	
Gileno Gurjão Barreto		●		●		●
Iêda Aparecida de Moura Cagni				●		
Jônathas Assunção de Castro	●					
José João Abdalla Filho	●					
Marcelo Gasparino da Silva	●		●	●	●	●
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho					●	●
Ricardo Soriano de Alencar	●					
Rosângela Buzanelli Torres			●			
Valdir Augusto de Assunção		●				

● PRESIDENTE / PRESIDENTA DE CADA COMITÊ

● MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ

● MEMBROS REMANESCENTES



Comitê de Auditoria

Nosso Comitê de Auditoria Estatutário é um comitê consultivo do nosso Conselho de Administração que presta assistência em questões envolvendo nossa contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e conformidade. Nosso Comitê de Auditoria Estatutário também recomenda a nomeação de nossos auditores independentes para nosso Conselho de Administração e avalia a eficácia dos 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 pelo menos três membros e não mais que cinco membros, que devem ser independentes de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e da Resolução CVM 23/2021 e pelo menos um dos membros deve ter experiência reconhecida em contabilidade corporativa. Adicionalmente, a Resolução CVM nº 23/21 exige que pelo menos um membro do Comitê de Auditoria seja membro do Conselho, embora permita a nomeação de outros membros que não sejam membros do Conselho de Administração, desde que esses 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 físicas externas. Em 2022, Valdir Augusto de Assunção permanece como membro externo do nosso Comitê de Auditoria, tendo sido nomeado pelo nosso Conselho de Administração em março de 2021.

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) da *Exchange Act*, que prevê uma isenção sob as regras da SEC em relação aos comitês de auditoria de empresas listadas, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos Estados Unidos, 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 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 um membro do órgão; e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecerem normas para a independência dos membros do órgão.

Tendo em vista que, em 2011, a CVM aprovou a Instrução nº 509/2011 (atualmente Resolução CVM nº 23/2021) que rege o comitê de auditoria estatutário como um comitê de auditoria instituído pelo estatuto do emissor e sujeito aos requisitos das regras da CVM, entendemos que nosso Comitê de Auditoria Estatutário cumpre esses requisitos e contamos com a isenção prevista pela Regra 10A-3(c)(3) nos termos da *Exchange Act*.

Valdir Augusto de Assunção é o nosso especialista financeiro do Comitê de Auditoria. Nosso Comitê de Auditoria é atualmente composto por quatro membros (todos independentes, de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e da Resolução CVM nº 23/2021) e é responsável por, entre outras atividades:

- monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração com relação à indicação e destituição de nossos auditores independentes, bem como avaliar a independência de nossos auditores independentes para emitir uma opinião sobre as demonstrações contábeis e suas qualificações e especializações;
- 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 registrada na CVM e na SEC;
- assessorar nosso Conselho de Administração e nossa administração, em consulta com auditores internos e independentes e nossas unidades de gestão de riscos e controles internos, no monitoramento da qualidade e integridade de nossos controles internos sobre sistemas de relatórios financeiros, nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e respectivas divulgações financeiras;



- revisar e enviar propostas ao nosso Conselho de Administração relacionadas à resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente em relação às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- avaliar e monitorar, juntamente com nossa área interna de gestão e auditoria, a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e 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 envolvendo valores acima de certos níveis e uma análise prévia de transações com partes relacionadas acima de certos níveis;
- estabelecer e revisar procedimentos para recebimento, retenção e processamento de reclamações relacionadas a assuntos contábeis, controles internos e auditoria, incluindo procedimentos para a apresentação confidencial de reclamações internas e externas relacionadas ao escopo das atividades do comitê, bem como receber, reter e processar essas denúncias;
- avaliar os parâmetros subjacentes aos cálculos atuariais, bem como o resultado atuarial dos planos de benefícios mantidos pela fundação de previdência social da Petrobras, ou Fundação Petrobras de Seguridade Social; e
- realizar a avaliação formal de nosso gerente executivo de auditoria interna anualmente.

Para mais informações relacionadas a mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.

Com relação ao relacionamento de nosso comitê de auditoria com nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outras questões, a nomeação e destituição de um auditor independente, que está proibido de prestar 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 nosso auditor independente. Nossa administração é obrigada a obter a pré-aprovação do Comitê de Auditoria antes de contratar um auditor independente para prestar qualquer auditoria ou serviços não relacionados à auditoria permitidos para nós ou para qualquer uma de nossas subsidiárias consolidadas. Nosso Comitê de Auditoria pré-aprovou uma lista detalhada de serviços de auditoria até certos limites monetários especificados. A lista de serviços pré-aprovados é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estão incluídos na lista, ou que excedem os limites nela especificados, devem ser aprovados diretamente pelo nosso Comitê de Auditoria. Nosso Comitê de Auditoria monitora o desempenho dos serviços prestados por nossos auditores independentes e revisa e monitora sua independência e sua objetividade.



Honorários e Serviços do Contador Principal

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados de nós, em milhões de US\$, do nosso auditor independente KPMG Auditores Independentes Ltda. durante os exercícios fiscais findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021:

	2022	2021
Honorários de auditoria ⁽¹⁾	6,0	6,6
Honorários relacionados a auditoria ⁽²⁾	0,3	0,1
ENCARGOS TOTAIS	6,3	6,7

(1) Os honorários de auditoria compreendem honorários cobrados (incluindo taxas por serviços relacionados à revisão fiscal em relação a arquivamentos estatutários e regulamentares) em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas (IFRS e GAAP brasileiro), revisões intermediárias (IFRS e GAAP brasileiro), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS e GAAP brasileiro, entre outros), cartas de consentimento e revisão de documentos periódicos arquivados na SEC.

(2) Os honorários relacionados à auditoria referem-se à garantia e aos serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou às revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são relatados sob "honorários de auditoria".

Informações Adicionais sobre Membros do nosso Comitê de Auditoria

Com base na isenção prevista na Regra 10A-3(b)(1)(iv)(E), dois membros do nosso Comitê de Auditoria, Edison Antônio Costa Britto Garcia e Gileno Gurjão Barreto, foram nomeados pelo Governo Federal brasileiro, nosso acionista controlador. Em nossa avaliação, Garcia atua de forma independente no desempenho das responsabilidades de um Comitê de Auditoria, conforme definido na Regra 10A-3 da *Exchange Act* e atua de acordo com as Regras da CVM. Barreto atua de forma independente no exercício das responsabilidades de um Comitê de Auditoria, conforme definido na Regra 10A-3 da *Exchange Act*.

Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis também é membro do nosso Comitê de Auditoria, designado pelos titulares de nossas ações. Petros é independente, conforme a Lei nº 13.303/2016 e a Instrução CVM nº 509/2011.

Para os desenvolvimentos recentes relacionados a mudanças recentes na composição de nosso Conselho de Administração, veja "Desenvolvimentos Recentes" neste relatório anual.



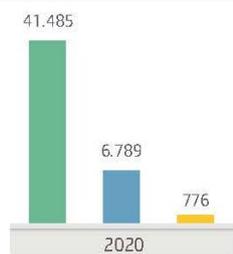
Empregados

Nossa força de trabalho é nosso ativo mais importante. Nossa gestão de pessoas é baseada na inclusão, na diversidade, no diálogo e no respeito aos nossos colaboradores.

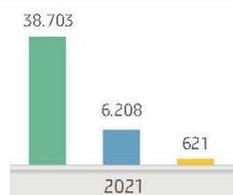
Perfil dos nossos empregados

Total de Empregados na Petrobras

49.050



45.532



45.149



- Petrobras (não inclui nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)
- Subsidiárias no Brasil
- Subsidiárias no exterior



Total de Empregados na Petrobras

(não inclui nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)

38.682

Área de Negócios	2022	2021	2020
Exploração e Produção	12.969	13.418	14.637
Refino, Transporte e Comercialização	8.773	8.796	9.385
Gás e Energia	1.523	1.607	1.665
Outros	15.417	14.882	15.798
Total	38.682	38.703	41.485



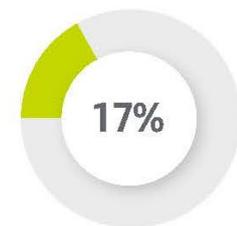
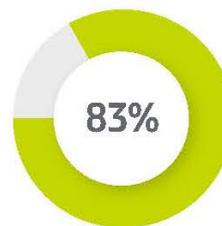
32.123

HOMENS



6.559

MULHERES



FUNÇÃO CORPORATIVA

Gerente	11,3%	Gerente	13,7%
Supervisor	5,9%	Supervisor	3,6%
Especialista	2,5%	Especialista	2,7%
Outra	80,3%	Outra	80,0%



	Em 31 de dezembro de		
	2022	2021	2020
Nossos empregados por região (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)			
Sudeste do Brasil	32.985	32.572	34.047
Nordeste do Brasil	3.390	3.840	4.910
Outros locais	2,307	2,291	2,528
Total	38.682	38.703	41.485
Empregados de nossas subsidiárias por região			
Sudeste do Brasil	4.596	4.901	5.216
Nordeste do Brasil	734	744	856
Outros locais no Brasil	569	563	717
Exterior	568	621	776
Total	6.467	6.829	7.565
TOTAL	45.149	45.532	49.050

Atraímos e retemos empregados talentosos oferecendo benefícios competitivos e participação em um programa de remuneração variável. Oferecemos também a possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional baseado no desempenho e na meritocracia, além da remuneração mensal.

A tabela a seguir apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US\$ milhões		
	2022	2021	2020
Salários, férias acumuladas e encargos relacionados	3.006	2,665	3.064
Treinamento de empregados ⁽¹⁾	42	8	6
Distribuições de participação nos lucros	131	125	7
Programa de remuneração variável	547	469	439

(1) Treinamento de empregados não é considerado um benefício de empregados nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para mais informações sobre as distribuições de participação nos lucros e o 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 para a nossa gestão de pessoas é assegurar a contínua adequação de nossa força de trabalho ao portfólio de negócios.

Nossa metodologia de planejamento da força de trabalho visa o mapeamento ideal das necessidades dos empregados. Ela é desenvolvida sob a perspectiva de processos do nosso negócio e considera mudanças de cenários estratégicos a médio e longo prazo. Ela considera requisitos de segurança operacional e de projetos, bem como decisões de gestão de portfólio e reestruturação organizacional.

Além disso, buscamos adaptar nossa força de trabalho atual às nossas estratégias por meio de: aprimoramento das práticas internas de mobilidade da força de trabalho; flexibilidade da 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. Esses programas, que facilitam o aumento da produtividade e otimizam nossos processos, também possibilitam que ajustemos melhor nossa força de trabalho às necessidades de nossos negócios.

Os empregados são um dos ativos intangíveis mais importantes para nós e a capacidade de atrair empregados qualificados e talentosos, bem como reter e cultivar talentos internos, é fundamental para o nosso sucesso e nossa sustentabilidade. Nos concentramos em atrair os melhores talentos externos sem negligenciar o talento interno dos empregados que cresceram conosco e entendem nossa organização, missão e cultura.

Para atender às necessidades da força de trabalho, priorizamos o preenchimento de vagas abertas internamente, por meio de processos internos organizados de mobilidade de carreira para reter talentos e reduzir os custos externos de contratação.

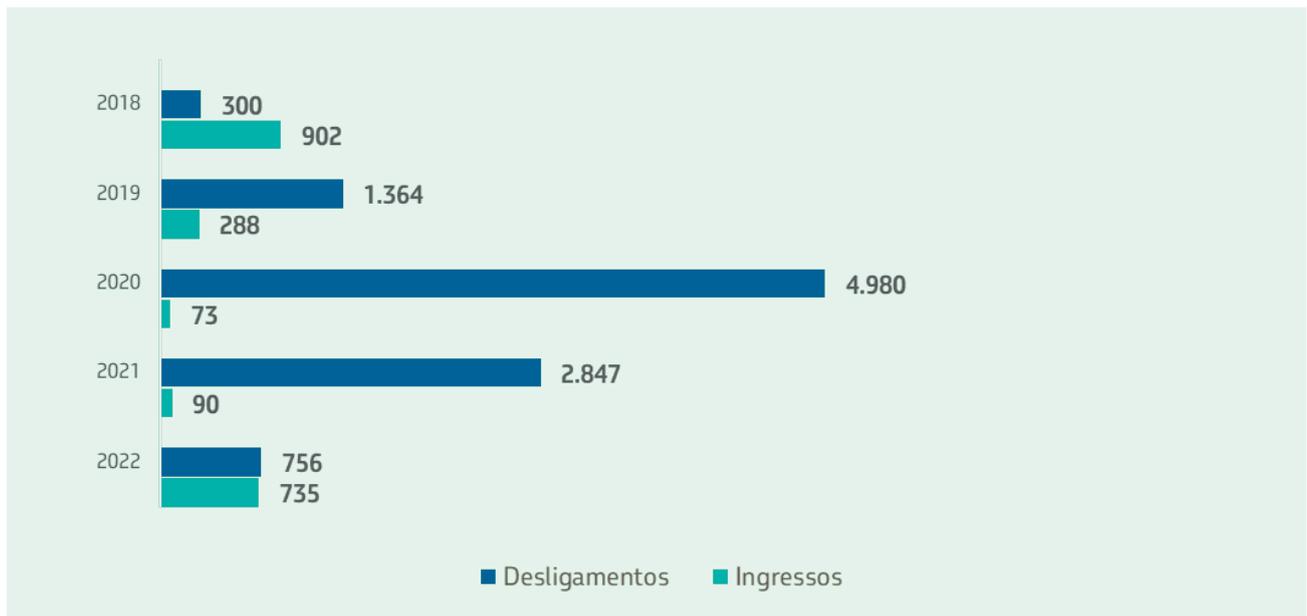
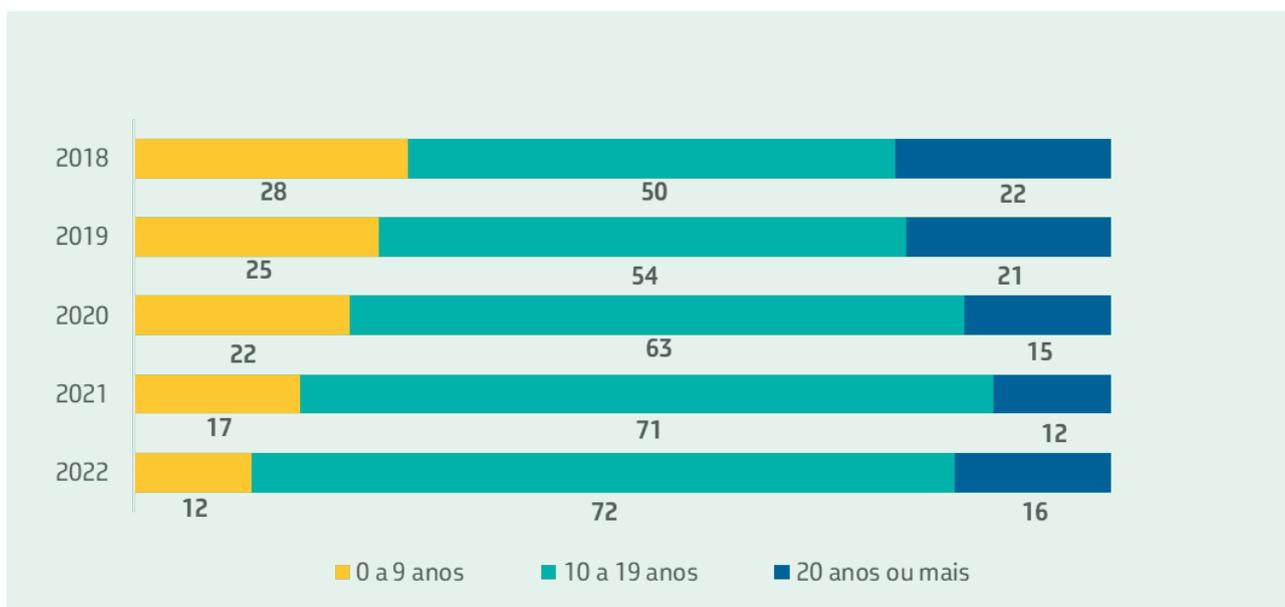
Também temos contratado empregados externos por meio de diferentes processos de recrutamento. Para determinar o número de novos empregados, consideramos nossas necessidades de negócios e nossas vagas atuais. Em 2022, foram preenchidas internamente 6.408 das 7.143 vagas em aberto, representando 89,7% do total de vagas.

Em 2021 lançamos um Processo de Seleção Pública ("PSP"), que recebeu mais de 160 mil inscrições para preencher 757 vagas, assegurando no mínimo 8% de vagas para pessoas com deficiência e 20% para candidatos negros. Esse último processo seletivo teve um processo de admissão totalmente digital e um processo de integração estruturada, o que resultou em uma taxa de satisfação de 97% entre os novos empregados. Como resultado desse processo, em 2022, foram contratados um total de 735 empregados, dos quais 92,38% foram contratados por meio do PSP.

Além das mudanças nos processos de admissão e integração, a força de trabalho foi impactada pela demissão de empregados inscritos em novas iterações dos Programas de Desligamento Voluntário ("PDVs") que foram introduzidos até 2019. Em 2022, 402 empregados saíram de nossa empresa por meio do Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PAI") e dos três PDVs, diferenciados por público-alvo: (i) PDV 2019, focado em empregados aposentados; (ii) PDV para empregados de determinadas áreas em processo de desinvestimento; e (iii) PDV para empregados administrativos.

No total, 756 empregados nos deixaram em 2022, dos quais 533 por meio de demissões voluntárias (incluindo PDVs e outros tipos de demissões).

A contratação de novos empregados por meio do PSP e as demissões contribuíram para uma ligeira mudança na distribuição da faixa de nossos empregados pelo tempo de permanência na nossa empresa, bem como na pirâmide etária. Os empregados contratados em 2022 apoiam nosso Plano Estratégico atual e possibilitam a renovação da força de trabalho. Acreditamos que o nosso crescimento ajuda a assegurar uma vantagem competitiva e valor para os nossos negócios, em termos de conhecimento e gestão de talentos.

**NOSSA ROTATIVIDADE** (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)**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. Este 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 trabalhadores, e pelo nosso Código de Conduta Ética, que garante a liberdade de associação sindical. Também seguimos as convenções da Organização Internacional do Trabalho ("OIT"), ratificadas pelo Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, todos os nossos empregados são representados por sindicatos. Mantemos relações com 17 sindicatos e duas federações (ou seja, uma entidade sindical de nível superior) de trabalhadores do petróleo, bem como seis sindicatos e uma federação de trabalhadores marítimos.



Valorizamos o nosso relacionamento com todas as nossas partes interessadas. Por isso, investimos em um diálogo aberto e permanente com os sindicatos. Em 31 de dezembro de 2022, 42% dos nossos empregados estavam sindicalizados.

Temos um Acordo Coletivo de Trabalho (“ACT 2022-2023”) com os sindicatos petrolífero e marítimo, válido por um ano, até agosto de 2023. Esses acordos incluem disposições econômicas e sociais referentes ao trabalho, às condições de segurança, aos benefícios e outras questões.

Também estabelecemos vários Acordos Individuais de Trabalho com empregados que desejam esse formato de contrato e atendem aos requisitos mínimos determinados por lei. Oferecemos um Acordo Individual de Trabalho de um ano com as mesmas condições oferecidas em nosso ACT.

Nossos acordos buscam estar alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, contribuindo principalmente para o trabalho digno e a igualdade de gênero.

Atualmente, 96% dos nossos empregados estão sob Acordos Coletivos de Trabalho e 4% dos nossos empregados estão sob Acordos Individuais de Trabalho.

Em 2022, aumentamos os salários e benefícios dos empregados petrolíferos e marítimos em 8,73% e 6,47%, respectivamente, de acordo com as condições negociadas e estabelecidas no ACT 2022-2023.

Também temos um Acordo de Participação nos Lucros e Resultados (“PLR”) válido para 2021 e 2022, que determina as regras referentes ao pagamento da participação nos lucros e resultados.

Outro direito definido na legislação brasileira é o poder dos empregados de defenderem seus interesses e promover greves sob os princípios definidos por lei. Respeitamos o direito à greve, mas mantemos nossas atividades em pleno funcionamento utilizando planos de contingência. Os planos de contingência são a maneira pela qual podemos lidar com vários tipos de situações, sendo planos alternativos de continuidade operacional e segurança que podemos usar em caso de situações inesperadas.

Benefícios

Remuneração Variável de Empregados

Adotamos uma política de remuneração alinhada às práticas de mercado em que atuamos.

Programa de Prêmios por Performance

Desde 2019, utilizamos o Programa de Prêmios por Performance (“PPP”), modelo de remuneração variável para todos os empregados. Em linha com nosso Plano Estratégico, o PPP tem como objetivo alinhar o interesse entre acionistas, executivos, empregados de carreira e não de carreira, incentivar comportamentos orientados por resultados, remuneração variável com base nos resultados alcançados, remuneração variável pela entrega de tarefas e contribuição em atrair e reter talentos.

No exercício de 2021, o PPP foi acionado após o cumprimento dos pré-requisitos mínimos estabelecidos:

- Declaração e pagamento de dividendos aos nossos acionistas, para o exercício em questão, com aprovação pelo nosso Conselho de Administração; e
- Obtenção de lucro líquido positivo no exercício.

Como resultado, US\$443,78 (R\$2.292) milhões foram pagos ao longo de 2022, após aprovação em nossa Assembleia Geral Ordinária.



Durante 2022, os *scorecards* das unidades organizacionais continuaram sendo considerados como um elemento na avaliação de membros do conselho, gerentes executivos e outros membros de nossa estrutura geral, que se refletem no cálculo da remuneração variável, e incluem os seguintes itens: (i) os resultados de nossas principais métricas, tais como: Dívida Bruta (corresponde ao saldo total das dívidas contratadas), Delta EVA® (Valor Econômico Adicionado – calcula o lucro econômico em um determinado período menos o custo do capital investido a partir de seu lucro operacional), IAGEE e VAZO; (ii) as pontuações de métricas específicas de cada *scorecard* executivo (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que abordam fatores econômicos, ambientais e sociais); e (iii) avaliação discricionária feita pelo superior imediato de acordo com o perfil e desempenho do empregado. Quanto maior o nível hierárquico, maior o peso das principais métricas e, portanto, as múltiplas remunerações associadas ao prêmio refletindo o maior grau de responsabilidade do gestor em relação às métricas de sua área e às nossas métricas de performance.

Conforme aprovado por nosso Conselho de Administração e pela SEST, os pagamentos do programa devem ser diferidos por cinco anos como um incentivo a longo prazo (“LTI”) para membros da Diretoria Executiva (Presidente e Diretores) e, desde o exercício de 2020, para nossos Gerentes Executivos e Gerentes Gerais. O valor desses pagamentos é baseado no valor de mercado das nossas ações sem considerar qualquer opção de compra de nossas ações. Consequentemente, os pagamentos da Diretoria Executiva e da Administração devem ser realizados da seguinte forma: 60% do valor do Programa deve ser pago à vista, enquanto 40% do saldo deve ser liquidado em quatro parcelas anuais diferidas, cujo valor deve ser simbolicamente convertido no número correspondente de nossas ações ordinárias (PETR3), utilizando como valor base sua média ponderada durante os últimos 60 pregões do exercício aplicável. O Presidente, os Diretores Executivos, os Gerentes Executivos ou Gerentes Gerais poderão exercer o direito de receber parcelas diferidas após o cumprimento dos prazos de carência estabelecidos. O valor de cada parcela deve ser equivalente à conversão de ações simbólicas em valor monetário com base na média ponderada de nossas ações ordinárias durante os últimos 20 pregões anteriores à data da solicitação.

Programa de Participação nos Lucros e Resultados (“PLR”)

Também temos um contrato de Programa de Participação nos Lucros e Resultados (“PLR”) para o período 2021-2022 para todos os empregados que não ocupam cargos de liderança e especialistas (ou seja, não incluiria pessoas que ocupam cargos como gerentes, especialistas e supervisores). O montante provisionado para o exercício de 2022 equivale a US\$123,97 milhões (R\$646,85 milhões) e será pago em 2023.

Para que ocorra o pagamento do PLR, as seguintes condições deverão ser cumpridas:

- Aprovação da distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária;
- Cálculo do lucro líquido do ano de referência; e
- Concretização de um percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores-alvo estabelecidos pelo Conselho de Administração no contrato de PLR.

Como resultado, em 2022 foram pagos US\$114,7 (R\$592,6) milhões correspondentes aos resultados obtidos no exercício de 2021.

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, executivos seniores e todos os outros empregados. Oferecemos planos de previdência complementares, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas subsidiárias consolidadas têm seus próprios planos de benefícios.



Planos de Pensão

Até março de 2018, patrocinamos dois planos de pensão: (i) o Plano Petros do Sistema Petrobras (“PPSP”), um plano de benefício definido fechado para novos membros, e (ii) o Plano Petros 2 (“Petros 2”), um plano de contribuição variável (plano híbrido que combina características de benefício definido e contribuição definida), aberto e ativo desde 2007, e gerenciado pela Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros.

Em abril de 2018, o PPSP foi dividido em dois planos: (i) um composto por empregados e pensionistas, que aderiram às novas regras do plano em 2006, 2007 e 2012 (“PPSP Renegociado”) e (ii) um para os empregados e pensionistas que não aderiram (“PPSP Não Renegociado”). Em dezembro de 2019, mais uma vez, os planos PPSP Renegociado e PPSP Não-Renegociado foram divididos em dois novos planos: (i) um para empregados e pensionistas que aderiram ao plano antes de 1970 e (ii) um para empregados e pensionistas que aderiram ao plano depois de 1970.

Em agosto de 2021, a Petros, após atestar sua viabilidade econômica, iniciou a operação do novo Plano Petros 3 (“Petros 3”). Este é um plano de contribuição definida, originado da opção voluntária dos participantes dos planos PPSP Renegociado e PPSP Não Renegociado, tanto para empregados quanto para aposentados que aderiram ao plano PPSP após 1970. Ao fim do processo de opção, o plano Petros 3 contou com um total de 2.174 participantes.

Assim, há atualmente seis planos de pensão em vigor: quatro planos de benefícios definidos, um plano de contribuição variável e um plano de contribuição definida que, juntos, cobrem 96% dos nossos empregados.



Equacionamento dos Planos Petros

O principal objetivo dos nossos planos de pensão é complementar os benefícios previdenciários de nossos empregados aposentados. Assim, nossos empregados fazem contribuições mensais obrigatórias como participantes de nossos planos, e fazemos o mesmo como patrocinadores.

Em março de 2020, nosso Conselho de Administração deliberou sobre um novo plano de equacionamento do déficit (“Novo PED” em seu lançamento, agora denominado “PED 2018”) do PPSP Renegociado e PPSP Não Renegociado, administrado pela Petros e em conformidade com a legislação previdenciária brasileira.

O PED 2018, aprovado em maio de 2020 pela PREVIC e SEST, entrou em vigor em junho de 2020. Ele substituiu o PED 2015, mitigou o déficit registrado em 2018, considerou a utilização dos resultados atuariais dos planos alcançados em 2019 e os impactos atuariais relacionados às mudanças nos regulamentos de planos PPSP Renegociado e PPSP Não Renegociado, o que possibilitou que o déficit fosse refinanciado por um novo prazo, ao longo da vida dos planos.

O saldo remanescente relacionado à Petrobras a ser liquidado pelas contribuições extraordinárias contratadas por meio do PED 2018 nos planos PPSP Renegociado e PPSP Não Renegociado era de US\$2,8 bilhões em 31 de dezembro de 2022, conforme registrado nos balanços dos planos Petros a valor presente.

Em 2021, devido ao cenário econômico adverso, nossos planos de previdência geralmente apresentavam retornos de investimentos abaixo das metas atuariais, causando novos resultados de déficit em determinados planos.

Portanto, em novembro de 2022, nós e a Petros aprovamos o plano de resolução do déficit registrado pelo PPSP Renegociado em 2021 (“PED 2021 PPSP-R”), que foi submetido à SEST.



O PED 2021 PPSP-R prevê o equacionamento do valor total do déficit descoberto registrado em 2021, de US\$1,6 bilhão, conforme registrado nos balanços dos planos Petros a valor presente. A cobrança de contribuições extraordinárias está prevista para começar em abril de 2023, além das contribuições ordinárias e extraordinárias já previstas no plano.

De acordo com a legislação previdenciária brasileira, o déficit deve ser equacionado igualmente entre os patrocinadores (Petrobras, Vibra Energia e Petros) e os participantes, e também assistido pelo PPSP Renegociado. Portanto, seremos responsáveis por contribuir, a valor presente no quarto trimestre de 2022, com um fluxo de caixa permanente adicional totalizando US\$0,8 bilhão em contribuições extraordinárias, conforme registrado nos balanços patrimoniais dos planos Petros a valor presente.

De acordo com nosso processo de gestão de passivos, que busca reduzir as despesas com juros e o valor das garantias reais, além de melhorar a liquidez de nossos planos PPSP-R, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70, em fevereiro de 2022, também promovemos a liquidação parcial antecipada dos contratos firmados em 2008 com a Petros denominados “Termo de Compromisso Financeiro Pré-70” e “Termo de Compromisso Financeiro, Diferença de Pensão”, no valor de US\$1,3 bilhão.

Além disso, em outubro de 2022, assinamos um Instrumento Particular de Confissão de Dívida no valor de US\$0,2 bilhão, conforme registrado nos balanços dos planos da Petros a valor presente, o que formaliza nosso compromisso de pagar as contribuições extraordinárias do empregador do PED 2015 não recolhidas pela Petros para o período de julho de 2020 a setembro de 2022, pendentes devido à suspensão judicial.

Os efeitos do PED 2021 PPSP-R em nossas demonstrações financeiras foram refletidos no quarto trimestre de 2022.

Para mais informações sobre o PED 2021 PPSP-R, consulte a Nota 17.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, as contribuições efetuadas e os passivos previdenciários em aberto para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020:

	US\$ milhões		
	2022	2021	2020
Total de benefícios pagos – planos de pensão	1.539	1.336	1.185
Total de contribuições – planos de pensão ⁽¹⁾	1.945	2.100	917
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	5.433	5.395	10,286

(1) As contribuições de patrocinadores, incluindo contribuições definidas, são reconhecidas na demonstração do resultado (PP-2 e PP-3).

(2) Obrigações de planos de pensão não financiados.

Para mais informações sobre o plano Petros, consulte “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual e nas Notas 4.4 e 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Plano de Benefícios de Saúde e Farmácia

Oferecemos um plano de saúde complementar, o AMS, ou Saúde Petrobras, que oferece serviços de atendimento médico, hospitalar e odontológico a todos os empregados ativos e aposentados e seus dependentes. Durante 2022, tivemos que absorver 60% dos custos de saúde e 40% devem ser pagos pelos associados de seguro de saúde. O acordo estabelecido com os sindicatos que representam nossos empregados prevê que essa relação de custo será mantida até que um novo acordo seja estabelecido.

Um consultor atuário independente calcula nosso compromisso relacionado a benefícios futuros para os participantes do plano anualmente, com base no método de crédito da unidade projetada. O plano de saúde não é financiado ou de outra forma garantido por ativos. Em vez disso, fazemos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

O benefício Saúde Petrobras também oferece cobertura de programas complementares, como o 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 por utilizar o Benefício Farmácia, o beneficiário deve incorrer em custos conforme determinado pelo sistema de coparticipação.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pós-emprego pagos e passivos médicos pendentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020:

	US\$ milhões		
	2022	2021	2020
Total de benefícios pagos – plano de saúde ⁽¹⁾	384	309	310
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	5.813	4.485	5.356

(1) Composto pelos montantes do Saúde Petrobras e do Benefício Farmácia.

(2) Obrigações de planos de saúde não financiados.

Para mais informações sobre nossos benefícios aos empregados, consulte as Notas 4.3 e 17 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, padrões e procedimentos claramente articulados que foram oficialmente constituídos por nós. Tais políticas e procedimentos são comunicados a todos os empregados e são disponibilizados em qualquer dispositivo da empresa, estando também disponíveis no nosso website as nossas principais políticas empresariais. As informações em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas a este relatório anual

Nossas atividades estão sujeitas a leis nacionais e internacionais destinadas a combater fraudes e corrupção, lavagem de dinheiro, sanções comerciais, conflitos de interesses e violações antitruste, como a Lei Anticorrupção do Brasil (Lei 12.846/13), a lei *Foreign Corrupt Practices Act* dos EUA (FCPA) e a Lei *Bribery Act* do Reino Unido.

Além disso, trabalhamos continuamente para fortalecer nosso sistema de integridade. Temos um Código de Conduta Ética que fornece orientações sobre os compromissos e as condutas que exigimos de nossos empregados e nossas contrapartes. O Código de Conduta Ética aumenta o foco em nossos valores e compromissos, fornecendo 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 Conformidade Competitiva 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 abordar quaisquer instâncias de práticas anticompetitivas.

Para assegurar um ambiente ético para nossos negócios, trabalhamos (i) para promover uma cultura de integridade; (ii) prevenir, detectar e corrigir incidentes de fraude, corrupção, conflitos de interesse e lavagem de dinheiro; e (iii) gerenciar nossos controles internos e a análise de integridade de gerentes e contrapartes.

Oferecemos treinamentos para todos os nossos empregados, em especial os empregados que atuam em atividades com maior exposição a riscos de conformidade, bem como para os membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração.

Em 2022, lançamos um curso de *e-learning* sobre a Lei nº 13.709/2018 – Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”) para ensinar aos nossos empregados os princípios de privacidade e proteção de dados. Por meio de exemplos práticos e casos reais, o treinamento ajuda os empregados a identificar e prevenir rotineiramente problemas relacionados a dados e privacidade. O treinamento é obrigatório para todos os empregados, incluindo nossa administração e diretoria executiva. Em 31 de dezembro de 2022, 38.388 empregados ou 99,2% dos nossos empregados concluíram este curso de *e-learning*.

Em 2022, também realizamos treinamentos para diretores e executivos, abrangendo principalmente os seguintes temas:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e nosso processo de tomada de decisão;
- Conformidade, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Gestão de riscos;
- Desempenho dos negócios;



- Lei anticorrupção brasileira;
- ASG na estratégia de negócios;
- Gestão de riscos de sustentabilidade; e
- O futuro do petróleo e da energia.

Código de Conduta Ética

Nosso Código de Conduta Ética define os princípios éticos que norteiam as ações de nosso sistema e nossos compromissos de conduta, tanto corporativos quanto de nossos empregados, explicitando o sentido ético da nossa missão, nossa visão e do nosso Plano Estratégico.

O Código de Conduta Ética também é aplicável aos membros do Conselho de Administração e seus comitês consultivos, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviço e qualquer pessoa que atue em nosso nome, incluindo nossas subsidiárias no Brasil e no exterior.

O Código de Conduta Ética está alinhado com as melhores práticas de integridade corporativa e representa mais um passo para o fortalecimento da nossa cultura de integridade. Ele é baseado em nossos valores, como respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente, ética e transparência, resiliência e confiança, orientação para o mercado e resultados. Com base nesses valores, os três princípios principais que sustentam as diretrizes do Código de Conduta Ética são:

- Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente;
- Integridade, transparência e meritocracia; e
- Geração de valor.

Nossos compromissos de conduta são: exemplo, responsabilidade, confiança, coragem, união, cooperação, inovação, melhoria contínua, resultados, reputação e transparência.

Nosso Código de Conduta Ética está disponível no nosso site. As informações em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas a este relatório anual

Política de *Compliance*

O objetivo da Política de *Compliance* é assegurar o cumprimento das leis e normas dos órgãos reguladores, atuando para corrigir e prevenir desvios de condutas.

Elaborada em 2014, a Política de *Compliance* foi atualizada em 2018, 2020 e 2022 com princípios e diretrizes aprovados pelo nosso Conselho de Administração. Os seis princípios que norteiam nossas ações de *compliance* são:

- Todas as nossas atividades e relações com nossas partes interessadas devem ser baseadas em ética, integridade e transparência, conformidade com as normas nacionais e internacionais aplicáveis, a fim de fornecer um ambiente seguro para a tomada de decisões.
- Nossa prioridade é a prevenção ativa de quaisquer violações de regras e regulamentações a fim de mitigar os riscos à conformidade.
- Todas as indicações de desvio de conduta e ações prejudiciais devem ser investigadas e medidas serão adotadas para a interrupção imediata e reparação de qualquer dano a nós, e consequências proporcionais serão impostas aos responsáveis.



- A retaliação contra denunciadores é proibida e asseguramos a privacidade, confidencialidade e proteção institucional a essas pessoas.
- Nossos diretores e gerentes são responsáveis por apoiar contínua e inequivocamente o desenvolvimento e aprimoramento da nossa cultura de integridade.
- Devemos incentivar um ambiente de negócios cada vez mais ético, com integridade e transparência, dando um exemplo positivo para nossas partes interessadas.

Guia de Conduta Ética para Fornecedores

Criado em 2020, o nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores é o primeiro documento voltado exclusivamente para nossos fornecedores, com orientações sobre valores e comportamentos éticos esperados. Ele é aplicável a todos os fornecedores, no Brasil ou no exterior, que estejam envolvidos em processos de negócios e tenham firmado contratos, convênios e termos de cooperação conosco. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça nossa tolerância zero a toda e qualquer forma de fraude e corrupção, exigindo a mesma postura da nossa cadeia de fornecedores, e foi elaborado de acordo com as melhores práticas internacionais e está alinhado às diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade, do Índice B3 de Sustentabilidade Empresarial e do *Corporate Human Rights Benchmark*. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça que os fornecedores devem prover condições de trabalho dignas e seguras para seus empregados, combater o trabalho infantil e escravo e respeitar o meio ambiente. Ele também determina que os fornecedores devem promover a diversidade, a igualdade de gênero e raça e a inclusão de pessoas com deficiência. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores traz uma evolução ao consolidar os princípios e diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores em um único documento. O cumprimento deste Guia de Conduta Ética por todos os fornecedores é crucial para que possamos atingir nossos objetivos de forma ética e transparente e está alinhado aos nossos padrões de ASG. Portanto, monitoramos a conformidade dos fornecedores por meio do sistema de gestão de desempenho, conforme reforçado no nosso Guia da Qualidade para Fornecedores, que pode ser encontrado em <https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt>. As informações contidas nesse site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência neste relatório anual.

Programa de *Compliance* da Petrobras

O Programa de *Compliance* da Petrobras é o conjunto de mecanismos destinados a prevenir, detectar e remediar quaisquer condutas impróprias e atos lesivos praticados contra nós, incluindo ações relacionadas a fraudes e corrupção, lavagem de dinheiro, conflitos de interesses 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 de *Compliance* da Petrobras é destinado às nossas diversas partes interessadas, incluindo a alta administração, empregados, subsidiárias e afiliadas, clientes, fornecedores, investidores, parceiros, autoridades públicas e todos aqueles que se relacionam a ou representam nossos interesses em nossas operações.

Comissão de Ética

Nossa comissão de ética atua como um fórum para discussão de assuntos relacionados à ética. Ela também atua como consultoria de nossa administração e nossa força de trabalho, fornecendo recomendações a respeito de temas relacionados a questões de ética administrativa, propondo regras para incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguindo as melhores práticas que reforçam a nossa abordagem de zero tolerância a desvios de conduta.



Nossa comissão de ética é composta por empregados nomeados após um processo de seleção interno que consiste em verificações de currículo e entrevistas. Nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria Executiva aprovam cada nova nomeação.

Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções

Nossas Diretrizes para o Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções, aprovadas pelo nosso Diretor de Governança e Conformidade, são compostas por requisitos específicos para minimizar o risco de lavagem de dinheiro e violações das regulamentações de sanções.

Os princípios que norteiam nossa política de sanções são:

- Antes de iniciar uma transação com qualquer contraparte, nossas áreas organizacionais devem consultar a Lista de Sanções Comerciais mais recente disponibilizada pelo *Compliance*.
- Caso a área organizacional relevante identifique que a contraparte pretendida está sancionada, deve consultar o departamento de *Compliance* sobre a aplicabilidade e quaisquer restrições da sanção antes de avançar com a transação. O *Compliance*, com o apoio do nosso departamento Jurídico, orienta a área sobre como proceder.
- O método utilizado para identificar as contrapartes sancionadas pode ser adaptado em função da situação específica.
- Os membros da nossa alta administração, gerentes e a força de trabalho devem relatar irregularidades relacionadas a lavagem de dinheiro e violações de sanções por meio do nosso canal de denúncias.
- Adotamos regras e procedimentos para que a área de *Compliance* monitore as transações e, posteriormente, identifique situações que possam criar o risco de lavagem de dinheiro ou violações de sanções.

A seguir, está a lista de sanções que nós e nossas subsidiárias devemos cumprir:

País	Organização	Lista
Estados Unidos	Departamento de Comércio	Lista de Triagem Consolidada
Estados Unidos	Departamento de Controle de Ativos Estrangeiros	Não SDN – Cidadãos Não Especialmente Designados
Estados Unidos	Departamento de Controle de Ativos Estrangeiros	SDN – Cidadãos Especialmente Designados
Estados Unidos	System for Award Management	Lista de Partes Excluídas
União Europeia	Serviço Europeu para a Ação Externa	Lista Consolidada de Pessoas, Grupos e Entidades Sujeitos a Sanções Financeiras da UE
Organização das Nações Unidas	Conselho de Segurança das Nações Unidas	Lista Consolidada do Conselho de Segurança das Nações Unidas
Banco Mundial	Banco Mundial	Empresas e Pessoas Excluídas e sob Exclusão Cruzada / Outras Sanções
Reino Unido	Escritório de Implementação de Sanções Financeiras	Lista Consolidada de Alvos de Sanções Financeiras



Canadá	Departamento de Assuntos Globais do Canadá	Lista Consolidada de Sanções Autônomas do Canadá
França	Direction Générale du Trésor	Liste Unique de Gels de la Direction Générale du Trésor
Suíça	Secretaria de Estado de Assuntos Econômicos - SECO	Sanctions de la Suisse
Emirados Árabes Unidos	Comitê de Bens e Materiais Sujeitos a Importação e Exportação - CGMSIEC	Lista Nacional de Pessoas e Entidades Terroristas dos Emirados Árabes Unidos

Em vista das sanções impostas ao Irã, não realizamos negócios com entidades ou empresas iranianas.



Transações com Partes Relacionadas

Em novembro de 2022, para cumprir a legislação brasileira, como a Lei nº 13.303/16, o Decreto nº 8.945/16 e o regulamento da CVM, o nosso Conselho de Administração aprovou a revisão anual da nossa política de transações com partes relacionadas, visando promover a transparência nos nossos procedimentos e desenvolvendo melhores práticas de governança empresarial. Essa política visa também garantir o adequado e diligente processo de tomada de decisão por parte da nossa administração, observando as condições de mercado ou as adequadas medidas mitigatórias, em caso de potenciais conflitos de interesse.

Qualquer transação com partes relacionadas em que estejamos envolvidos e que atenda aos critérios estabelecidos em nossa política deve ser previamente analisada por nosso Comitê de Auditoria, que deve reportar suas conclusões mensalmente ao nosso Conselho de Administração.

Nossa política prevê um procedimento rigoroso de governança para transações propostas direta ou indiretamente envolvendo nosso acionista controlador. No caso específico de transações com partes relacionadas envolvendo o Governo Federal brasileiro, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas, quando classificadas como fora do nosso curso normal de negócios por nosso Comitê de Auditoria, que estão dentro do escopo de aprovação de nosso Conselho de Administração, devem observar o seguinte procedimento especial: (i) ser analisadas pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Minoritários antes de serem submetidas ao nosso Conselho de Administração, (ii) se enquadrarem no escopo de nosso Conselho de Administração para aprovação. Qualquer transação desse tipo deve ser aprovada por dois terços dos membros presentes na reunião do nosso Conselho de Administração.

Para informações adicionais sobre nossas transações com partes relacionadas em aberto no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, consulte a Nota 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com nosso Conselho de Administração ou Diretores Executivos

As transações diretas com as empresas de membros de nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos devem seguir as condições de uma transação comercial e a prática 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 efetuamos que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou suas condições, ou substancial para os nossos negócios durante o exercício, e que permaneça de alguma forma pendente ou não realizada. Do exercício anterior até 28 de fevereiro de 2023, não celebramos transação alguma com partes relacionadas que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou suas condições. Não temos empréstimos ou garantias pendentes para os membros do nosso Conselho de Administração, diretores executivos, membros-chave da administração ou qualquer membro próximo de suas famílias.

Para uma descrição das ações detidas em caráter benéfico pelos membros do nosso Conselho de Administração e membros próximos de suas famílias, consulte "Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria Executiva – Propriedade de Ações" neste relatório anual.



Transações com o Governo Federal Brasileiro

Participamos, e esperamos continuar nos envolvendo, no curso normal dos negócios, em várias transações com nosso acionista controlador, o Governo Federal brasileiro, e com bancos e outras entidades sob seu controle, incluindo financiamento e atividades bancárias, gestão de ativos e outras transações. Essas transações resultaram em um ativo de US\$14.160 milhões e um passivo de US\$ 3.117 milhões com o Governo Federal brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2022.

Em 30 de novembro de 2020, houve decisão final em relação à ação judicial da Conta de Petróleo e Álcool ajuizada em 2011. Em 31 de dezembro de 2022, esse montante a receber era de US\$602 milhões.

Esperamos receber esses valores entre 2023 e 2027, de acordo com as emendas constitucionais de dezembro de 2021, que estabeleceram limites para desembolsos pelo Governo Federal brasileiro para cada exercício.

Além disso, estamos autorizados a investir em títulos emitidos pelo Governo Federal brasileiro, desde que os requisitos legais e regulamentares sejam atendidos e que levemos em consideração as melhores práticas do mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo de títulos emitidos pelo Governo Federal brasileiro adquiridos e detidos diretamente por nós totalizava US\$1.689 milhões.

Para mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com coligadas

Em 23 de dezembro de 2022, firmamos contrato com a UEG Araucária S.A. no valor de US\$925 milhões, para a venda de 2.150.000 m³/d de gás interruptível, para fornecimento de eletricidade gerada pela UTE Araucária. O contrato tem vigor de 1º de janeiro de 2023 a 31 de dezembro de 2023.



Controles e Procedimentos

Controles e Procedimentos de Divulgação

Nós, juntamente com nosso CEO e CFO, avaliamos a eficácia dos nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2022. Nosso CEO e CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação eram eficazes para fornecer garantia razoável de que as informações que somos obrigados a divulgar nos relatórios que arquivamos ou enviamos sob a *Exchange Act* foram registradas, processadas, resumidas e apresentadas dentro dos períodos de tempo especificados nas normas e nos formulários aplicáveis. Eles também concluíram que tal divulgação foi compilada e comunicada à nossa administração, incluindo nosso CEO e CFO, conforme apropriado, para possibilitar decisões oportunas sobre a divulgação necessária.

Relatório da Administração em relação ao Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, manter devidamente e avaliar a eficácia do controle interno sobre os relatórios financeiros. Esse controle interno é um processo projetado por, ou sob a supervisão de, nosso CEO e CFO, e efetuado por nosso Conselho de Administração, nossa administração e outros empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantias razoáveis em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e da preparação de nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB.

Em função das suas inerentes limitações, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas ao risco de tornarem-se inadequadas 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 2022 com base nos critérios estabelecidos em "Controles Internos – Estrutura Integrada (2013)" emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Nossa administração concluiu que nosso controle interno sobre relatórios financeiros foi eficaz.

Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a eficácia do nosso controle interno sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2022, conforme declarado em seu parecer, incluído neste documento.

Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Em 2022, atualizamos para uma nova versão do nosso principal *Enterprise Resource Planning* ("ERP") e, como consequência, monitoramos seu impacto nos processos operacionais e financeiros, bem como os controles relacionados, uma vez que alguns tornaram-se automatizados. Concluímos que nosso novo ERP não teve impacto no nosso controle interno sobre relatórios financeiros.

Não houve outras mudanças significativas durante o exercício de 2022 que afetaram materialmente ou possam provavelmente, de forma razoável, afetar materialmente nosso controle interno sobre relatórios financeiros.



Ouvidoria e Investigações Internas

Nossa ouvidoria geral disponibiliza canais para receber comentários de nosso público interno e externo, como reclamações, solicitações de informações, solicitações gerais, sugestões, elogios e reclamações, incluindo denúncias de discriminação e todo tipo de assédio.

Para receber denúncias, disponibilizamos um canal específico de denúncias, operado por uma empresa externa independente, e que preserva o anonimato dos informantes.

Todas as denúncias recebidas pelo canal de denúncias são encaminhadas para a ouvidoria, que as analisa, classifica e direciona para o departamento pertinente para acompanhamento. As denúncias referentes a questões de conformidade (fraude, corrupção e outros assuntos) e violência no local de trabalho (assédio moral ou sexual, discriminação e retaliação) são encaminhadas ao Departamento de Governança e Conformidade, que tem acesso, independência, qualificação e autonomia plenos para investigar minuciosamente denúncias dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos quaisquer descobertas materiais para aprimorar nossos esforços de conformidade. Se, em alguns casos, as descobertas indicarem que algum de nossos empregados atuais ou antigos não cumpriu certas políticas internas, a questão é submetida ao Comitê de Integridade, um órgão colegiado que atua de forma independente e reporta ao Conselho de Administração, e medidas disciplinares cabíveis e medidas de reparação podem ser aplicadas (ou são adotadas, de acordo com as leis trabalhistas e políticas internas aplicáveis).

Continuamos alocando recursos significativos para investigar alegações de desvio de conduta e responder adequadamente às descobertas investigativas, e para aprimorar nossos procedimentos internos de investigação a fim de assegurar que as investigações sejam conduzidas de forma completa e eficiente e que as medidas disciplinares sejam impostas de forma justa, uniforme e imediata. Continuamos cooperando com as autoridades nos esforços para descobrir irregularidades e responsabilizar os responsáveis.

Independentemente das conclusões das nossas investigações internas, a fim de mitigar potenciais riscos de desconformidade adicional de nossas políticas internas, continuamos desenvolvendo e implementando uma série de medidas destinadas a aprimorar a governança corporativa, nossa gestão de processos e gestão de riscos e controles, incluindo aqueles relacionados à fraude e à 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

BOLSA DE VALORES*	BRASIL	REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS CVM	EUA	REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS SEC
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 2022	PETR3 R\$ 28,04		PBR U\$ 10,65	
	PETR4 R\$ 24,50		PBRA U\$ 9,29	
NÚMERO TOTAL DE AÇÕES** 31 DE DEZEMBRO DE 2022	13.044.201.261			
	PETR3: 5.304.901.220 PETR4: 5.019.519.787		PBR: 2.137.330.162 PBRA: 582.450.092	

* Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, Espanha, desde 2002, sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente. A LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri, para permitir a negociação de títulos de ações latino-americanos denominados em euros.

** O número total de ações não inclui 295.669 ações em tesouraria, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

*** Em 31 de dezembro de 2022, o grupo de controle era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.





Governança Corporativa da B3 – Nível 2

Desde 2018, estamos listados no segmento de listagem Nível 2 de governança corporativa da B3. A seguir, estão algumas das nossas práticas de governança corporativa em função da nossa listagem no segmento de Nível 2:

- as atribuições do nosso Comitê de Minoritários são expandidas;
- nosso Conselho de Administração é composto em pelo menos 40% por membros independentes;
- divulgamos um calendário anual de eventos corporativos;
- devemos garantir 100% de saída conjunta aos titulares de nossas ações preferenciais – nas mesmas condições concedidas aos titulares de nossas ações ordinárias; e
- fornecemos um procedimento de arbitragem para questões decorrentes de e relacionadas a regras e regulamentações do Nível 2.



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, o número de nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total de nossas ações.

Nossas ações são negociadas na B3 e registradas na forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custodiante e transferência de ações.

Os titulares das nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ação ordinária detida. Os titulares das nossas ações preferenciais não têm direito a voto, exceto: (i) o direito de indicar um membro do nosso Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal; e (ii) determinadas questões relacionadas às ações preferenciais (como criação, aumento, mudanças nas preferências ou criação de uma nova classe de ações), sempre que os direitos dos titulares de ações preferenciais forem adversamente afetados.

Nos EUA, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por ADRs, são listadas na forma de ADSs na NYSE. As ADSs são registradas e entregues por um banco depositário, JPMorgan Chase Bank, N.A. ("JPMorgan" ou "Depositário") que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como depositário de nossas ADSs ordinárias e preferenciais. A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para uma ADR.

Os direitos dos titulares de ADSs diferem dos direitos dos acionistas. Com relação aos direitos de voto, os titulares de ADSs só podem votar por meio de cartões de voto por procuração enviados ao banco depositário de ADR, enquanto os acionistas têm o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 31 de dezembro de 2022, havia 2.137.330.162 ações ordinárias em circulação e 582.450.092 ações preferenciais em circulação representadas por ADSs. Não houve alteração nos últimos cinco exercícios fiscais no montante de 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. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia do nosso Estatuto Social.

Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, Espanha, desde 2002 sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente. A LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri para possibilitar a negociação de ações latino-americanas denominadas em euros.

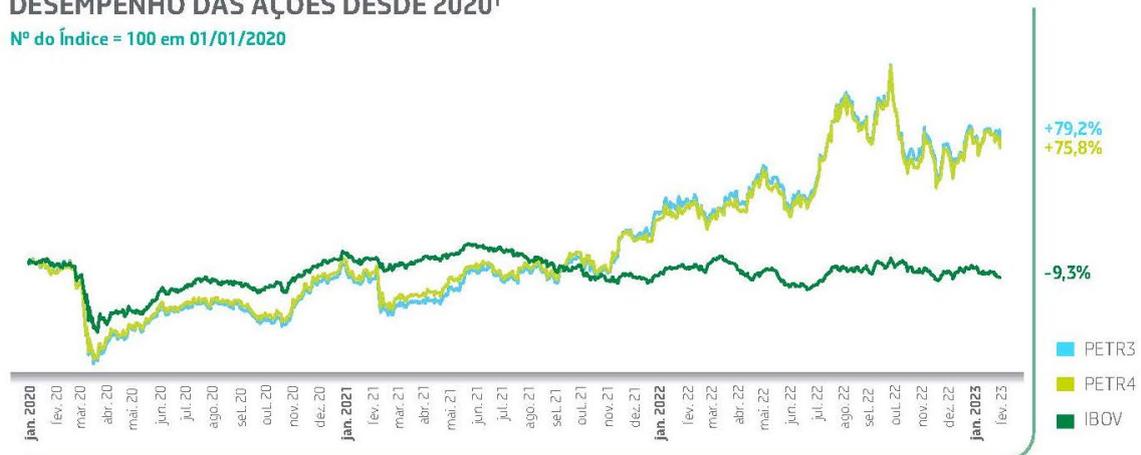
No início de 2023, o valor das nossas ações¹ diminuiu e, em 28 de março de 2023, o preço das nossas ações era de US\$10,21 (PBR) e US\$9,17 (PBR/A). Em 2022, nossas ações apresentaram desempenho superior ao IBOV na B3 e ARCA OIL (antigo AMEXOIL) na NYSE. Em 2021, nossas ações tiveram desempenho superior ao IBOV na B3 e inferior ao ARCA OIL (antigo AMEXOIL) na NYSE. Em 2020, o valor das nossas ações foi afetado pelo impacto da pandemia de Covid-19 e redução de preços do Brent, apresentando desempenho inferior ao IBOV na B3.

¹ Fonte: Bloomberg. Os valores das ações neste parágrafo consideram o ajuste de dividendos.



DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2020¹

Nº do Índice = 100 em 01/01/2020



	Ações Ordinárias (PETR3):	Ações Preferenciais (PETR4):	Valor de mercado ² : R\$ 355,4 bilhões / -22,9%
Apreciação em 2022:	+47,2%	+47,1%	IBOV ²
Valor da ação em 28 de fevereiro de 2023:	R\$ 28,75	R\$ 25,24	-7,3%
Apreciação LTM de 28 de fevereiro de 2023:	+27,4%	+26,8%	

DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2020¹

Nº do Índice = 100 em 01/01/2020



	ADR's representando Ações Ordinárias (PBR):	ADR's representando Ações Preferenciais (PBRA):	Valor de mercado ² : US\$ 68,6 bilhões / -23,6%
Apreciação em 2022:	+54,8%	+53,3%	ARCA OIL ²
Valor em 28 de fevereiro de 2023:	US\$ 11,09	US\$ 9,76	+18,6%
Apreciação LTM de 28 de fevereiro de 2023:	+23,8%	+24,4%	ÓLEO BRENT ²
			-16,9%

1) Considera dividendos ajustados.
 2) Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2023.
 Fonte: Bloomberg



A tabela a seguir apresenta informações sobre a propriedade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 28 de fevereiro de 2023, pelo Governo Federal brasileiro e por certas entidades do setor público:

Acionistas	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais	%	Total de Ações	%
União	3.740.470.811	50,26	-	-	3.740.470.811	28,67
BNDES	-	-	135248258	2,41	135248258	1,04
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	-	-	900.210.496	16,07	900.210.496	6,90
Todos os membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal (permanentes e suplentes) (28 pessoas no total)	-	-	64.213	0,00	64.213	0,00
Outros	3.701.983.331	49,74	4.566.519.821	81,52	8.268.503.152	63,39
TOTAL	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Para informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte “Administração e Empregados” neste relatório anual.

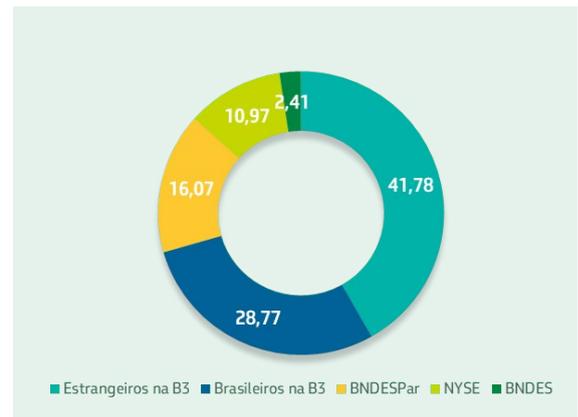
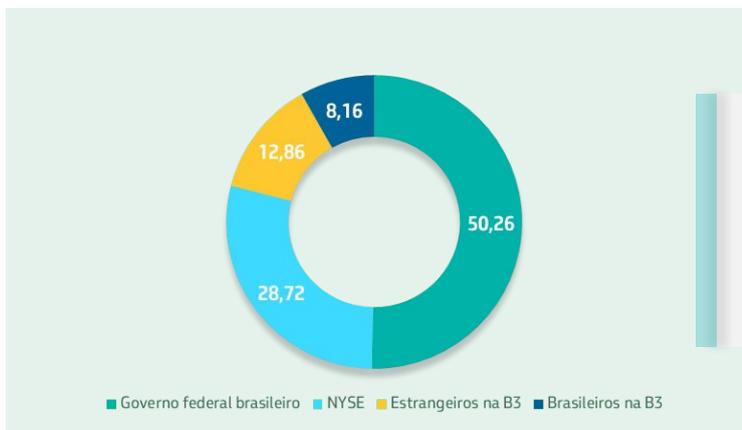
De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e a Lei nº 13.303/16, o Governo Federal brasileiro é obrigado a possuir pelo menos a maioria das nossas ações com direito a voto.

Embora o Governo Federal brasileiro não tenha direitos de voto diferentes dos nossos outros acionistas, desde que detenha a maioria de nossas ações com direito a voto, qualquer mudança em nosso controle exigiria uma mudança nas leis aplicáveis. Nosso Estatuto Social também prevê regras aplicáveis a qualquer eventual transferência de controle dos nossos principais acionistas.

A maioria de nossas ações com direito a voto também dá ao Governo Federal brasileiro o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter a tal eleição de acordo com o 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 sob condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado que atue no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades serão definidas em lei ou regulamentação e terão seus custos e receitas discriminados e divulgados. Além disso, a União nos compensará, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

Nossa base acionária inclui mais de 1.000.000 de acionistas na B3 e nas 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 detém 50,26% das nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre nossos acionistas em 28 de fevereiro de 2023.

Conforme as regras da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que tenha elegido membros do Conselho de Administração ou Conselho Fiscal de uma companhia aberta brasileira, e (iii) pessoa ou grupo de pessoas que representem o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido, direta ou indiretamente, uma participação que exceda (para mais ou menos) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo disso, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve ser divulgado por tal empresa de capital aberto, imediatamente após a aquisição ou alienação de ações, à CVM e à B3.

Restrições de Autonegociação

De acordo com nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários, a negociação por nós ou qualquer parte relacionada dos valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias ou nossas coligadas (que sejam empresas públicas) é proibida, nos seguintes períodos:

- (i) 15 dias antes da divulgação de nossas informações trimestrais e anuais, com exceção das disposições sobre planos individuais de investimento/desinvestimento em nossa Política e na Resolução CVM 44/2021; e
- (ii) no período compreendido entre a decisão tomada pelo órgão societário competente de aumentar ou reduzir o capital social, distribuir dividendos, bonificar ações ou emitir outros valores mobiliários por nós, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.



Nossos diretores, os membros de nosso Comitê de Auditoria, seus respectivos suplentes e membros com quaisquer funções técnicas ou consultivas criadas por disposições de nosso Estatuto Social, são obrigados a nos informar no caso de qualquer propriedade e negociação de valores mobiliários emitidos por nós ou nossas subsidiárias, que sejam empresas públicas. Eles também devem indicar os valores mobiliários emitidos por nós e/ou nossas subsidiárias, que sejam empresas públicas, de propriedade de pessoas relacionadas.

Resolução de Disputas

Como empresa listada no Nível 2 da B3, nosso Estatuto Social prevê a resolução obrigatória de disputas, por meio de arbitragem perante a Câmara de Arbitragem do Mercado sobre qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre nós, nossos acionistas, nossa administração e membros de nosso Conselho Fiscal, relacionada a ou decorrente da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições contidas na lei brasileira aplicável, em regulamentações e no nosso Estatuto Social.

Entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como nossa empresa e nosso acionista controlador, podem usar a arbitragem como um mecanismo de resolução de disputas apenas para disputas envolvendo direitos econômicos negociáveis. Consequentemente, tais entidades não podem submeter à arbitragem quaisquer direitos indisponíveis de acordo com a legislação brasileira, tais 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 estarão sujeitas a um processo de arbitragem.



Direitos dos Acionistas

Assembleias Gerais e Direitos de Voto

Nossos acionistas têm direito a voto na assembleia geral de acionistas para decidir sobre quaisquer assuntos relacionados aos nossos objetos sociais e aprovar quaisquer resoluções que considerem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento, exceto para determinados assuntos cuja autoridade de deliberação é detida exclusivamente pelos nossos órgãos sociais.

A nossa assembleia geral de acionistas 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 previstas na Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas ou Conselho Fiscal, poderão convocar nossas assembleias gerais extraordinárias. Desde 2020, nossa assembleia geral ordinária é realizada exclusivamente de forma virtual (por videoconferência), conforme permitido pela Resolução CVM nº 81/2022.

A notificação da assembleia geral ordinária e os documentos relacionados devem ser publicados pelo menos 30 dias corridos antes da data prevista para a assembleia.

Para titulares de ADS, somos obrigados a notificar o depositário de ADS pelo menos 30 dias corridos antes de uma assembleia geral. Após o recebimento da nossa notificação de assembleia geral, o depositário deve fixar a data de registro da ADS e distribuir aos titulares de ADS uma notificação. Essa notificação deve conter (i) informações finais específicas para tal votação e assembleia e quaisquer materiais de solicitação, (ii) uma declaração de que cada titular, na data de registro definida pelo depositário, terá o direito de instruir o depositário quanto ao exercício dos direitos de votação, de acordo com quaisquer disposições aplicáveis da legislação brasileira, bem como nosso Estatuto Social, e (iii) uma declaração sobre a maneira pela qual essas instruções podem ser fornecidas, incluindo instruções para fornecer uma procuração discricionária a uma pessoa por nós designada. Nossos acionistas podem votar pessoalmente, na assembleia ou remotamente, antes da data da assembleia. A participação eletrônica em assembleias gerais não está disponível aos titulares de ADS, que só podem votar por meio de cartões de voto por procuração enviados ao banco depositário de ADR.

Quórum

Quórum de presença. Para começar, os acionistas que representam pelo menos um quarto de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação devem comparecer à nossa assembleia geral, exceto quando o objeto a ser decidido visa alterar nosso Estatuto Social. Nesse caso, uma assembleia válida requer a presença de acionistas que representem pelo menos dois terços de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação. Se o quórum exigido não for atingido, nosso Conselho de Administração poderá convocar uma segunda assembleia enviando uma notificação pelo menos oito dias corridos antes da nova assembleia agendada. Os requisitos de quórum de presença não se aplicarão a essa segunda assembleia, mas os requisitos de quórum de votação descritos abaixo serão cumpridos.

Quórum de votação. As questões a serem aprovadas em nossa assembleia geral devem ser aprovadas pelos quóruns especificados abaixo.

**Questão aprovada por maioria de votos (dos titulares de ações ordinárias presentes na assembleia):**

- alterar nosso Estatuto Social;
- aprovar qualquer alteração de capital;
- eleger ou destituir membros de nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes), sujeito ao direito dos nossos acionistas preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração e de eleger um membro do 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 às várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto para a emissão de debêntures não conversíveis sem garantia real ou a alienação de tais debêntures quando em tesouraria, as quais poderão ser aprovadas por nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista em contraprestação por aumento de capital social;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração dos ex-membros da nossa Diretoria Executiva, do nosso Conselho de Administração, do nosso Conselho Fiscal, incluindo a remuneração devida durante o período de seis meses de caducidade, prevista no nosso Estatuto Social, e dos comitês consultivos do nosso Conselho de Administração;
- aprovar o cancelamento de nosso registro como companhia aberta;
- aprovar os requisitos da nossa política de indicação, além dos requisitos previstos em lei aplicáveis ao Conselho de Administração e Conselho Fiscal; e
- aprovar, no caso de companhia aberta, a realização de transações com partes relacionadas, e a venda ou contribuição de ativos para outra companhia, se o valor da transação corresponder a mais de 50% do valor do total dos ativos listados no último balanço aprovado.

Questão aprovada por pelo menos metade das ações ordinárias de nosso capital social total:

- redução da distribuição de dividendos obrigatórios;
- fusão em ou consolidação com outra empresa de acordo com as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações;
- participar de um grupo de empresas de acordo com as condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- alterar nosso objeto social, que deve ser precedido por uma alteração do nosso Estatuto Social de acordo com a lei federal, pois somos controlados pelo Governo Federal brasileiro e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- cisão de uma parte da nossa empresa, de acordo com as condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais ou coligadas;
- decidir sobre nossa dissolução;



- criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções a qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado por nosso Estatuto Social;
- alterar 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.

Questão aprovada por quórum especial:

- selecionar uma empresa especializada para elaborar a avaliação de nossas ações pelo valor econômico em caso de cancelamento do nosso registro de companhia aberta, questão essa que deve ser aprovada por maioria dos votos dos titulares das ações em circulação que estiverem presentes na assembleia. Conforme o regulamento do Nível 2 da B3, ações em circulação significam todas as ações de emissão de uma empresa, exceto as ações detidas pelo acionista controlador, por pessoas ligadas a esse acionista controlador e pelos nossos administradores, bem como as ações em tesouraria e classe especial de ações preferenciais, que tem por objetivo garantir direitos políticos diferenciados, e serem intransferíveis e de propriedade exclusiva do privatizador. Essa questão só deve ser discutida em uma assembleia geral instaurada com a presença de pelo menos 20% dos titulares das ações em circulação, em uma primeira convocação, ou a presença de qualquer número de titulares das ações em circulação em uma segunda convocação.

De acordo com a Lei nº 13.303/16, nenhuma decisão tomada em qualquer assembleia de acionistas pode alterar a situação societária da nossa empresa (ou seja, sociedade anônima).

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, se um acionista tiver um conflito de interesses com uma empresa quanto a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar em qualquer decisão sobre tal transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista, com conflito de interesse, pode ser anulada e tal acionista pode ser responsabilizado por quaisquer danos causados e ser obrigado a nos devolver qualquer ganho que possa ter obtido como resultado da transação.

Também de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários representando ao menos 10% do capital votante têm o direito de exigir que um procedimento de voto cumulativo seja adotado para conferir, a cada ação ordinária, a quantidade de votos correspondente à quantidade de membros do conselho, e fornecer a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente em apenas um candidato do nosso Conselho de Administração ou de distribuir seus votos entre vários candidatos. Conforme a regulamentação promulgada pela CVM, a exigência de limite de 10% para o exercício dos procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzida dependendo do valor do capital social possuído. Para uma empresa como a nossa, o limite é de 5%. Portanto, os acionistas representando 5% de nosso capital votante podem exigir a adoção do procedimento de voto cumulativo.

Quanto ao direito de indicar membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, cabe destacar:

- nossos acionistas preferenciais minoritários que, juntos, possuem ao menos 10% do capital social total (excluindo as ações detidas por nosso acionista controlador), têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração em uma assembleia geral, por votação, em procedimento separado;
- nossos acionistas ordinários minoritários têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração, se um número maior de conselheiros não for eleito por tais acionistas minoritários por meio do procedimento de voto cumulativo;
- nossos empregados têm o direito de eleger diretamente um membro do nosso Conselho de Administração por meio de votação em separado, de acordo com a Lei nº 12.353/10; e



- sujeito às disposições da legislação 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 e nosso Estatuto Social estabelecem que, independentemente do exercício por nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de voto cumulativo, o Governo Federal brasileiro sempre tem o direito de indicar os membros majoritários dos nossos conselheiros e do nosso Conselho Fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além dos seus direitos de voto, os acionistas têm os seguintes direitos:

Direitos de preferência: Cada um dos nossos acionistas tem o direito geral de preferência para subscrever ações ou valores mobiliários conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação societária. É assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação da notificação de aumento de capital para o exercício do direito, que é transmissível. De acordo com o nosso Estatuto Social e a Lei das Sociedades por Ações, e sujeito à exigência de aprovação dos acionistas de qualquer aumento necessário ao nosso capital social autorizado, nosso Conselho de Administração pode decidir não estender o direito de preferência aos nossos acionistas, ou reduzir o período de 30 dias para o exercício do direito de preferência, em cada caso com relação a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição no contexto de uma oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, os titulares de ADSs e titulares de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, direito de preferência para subscrever qualquer classe de nossas ações recém-emitidas. No entanto, os titulares de ADSs podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relacionados às ações ordinárias e preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários esteja em vigor com 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 de Ações e Títulos de Dívida” neste relatório anual.

Resgate e direitos de retirada: A Lei das Sociedades por Ações prevê que, em circunstâncias limitadas, os acionistas têm o direito de retirar sua participação societária de uma empresa e receber o pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação societária.

Esse direito de retirada poderá ser exercido pelos titulares das ações ordinárias ou preferenciais adversamente afetadas, desde que determinadas condições previstas na Lei das Sociedades por Ações sejam cumpridas, caso decidamos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções a qualquer outra classe de ações preferenciais;
- alterar as preferências, os privilégios, as condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- pela fusão em ou consolidação com outra empresa;
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações;
- reduzir a distribuição de dividendos obrigatórios;
- alterar nossos objetivos sociais;
- pela cisão de uma parte de nós;
- transferir todas as nossas ações para outra empresa ou receber ações de outra empresa para fazer com que nos tornemos uma subsidiária integral, o que no Brasil é conhecido 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.

Esse direito de retirada também pode ser exercido caso a entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma empresa listada e nós não negociemos novas ações no mercado secundário, no prazo de 120 dias a partir da data da assembleia geral que aprova a transação, de acordo com os regulamentos aplicáveis da SEC.

Considerando que o nosso Estatuto Social não prevê regras para determinar qualquer valor para resgate, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada seria feito com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço aprovado por nossos acionistas. No entanto, se uma assembleia de acionistas que deu origem a direitos de resgate ocorreu mais de 60 dias após a data do último balanço aprovado, um acionista teria o direito de exigir que suas ações fossem avaliadas com base em um novo balanço patrimonial datado dentro de 60 dias de tal assembleia geral. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do montante do reembolso calculado com base no último balanço patrimonial e, após a elaboração do balanço especial, pagaríamos o saldo no prazo de 120 dias a partir da data da deliberação da assembleia geral. O direito de retirada prescreve 30 dias após a publicação da ata da assembleia geral que aprovou as questões acima descritas. Teremos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem a direitos de retirada dentro de dez dias após a publicação da ata da assembleia que ratifica a decisão referente ao pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes comprometer ou não a nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os titulares de ações preferenciais têm direito a receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação societária.

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 convocações de capital: A Lei das Sociedades por Ações e o nosso Estatuto Social não atribuem responsabilidade aos nossos acionistas por novas convocações de capital. A responsabilidade dos nossos acionistas pelo capital social é 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, o Estatuto Social de uma empresa e as decisões tomadas em uma assembleia geral não podem privar um acionista de certos direitos específicos, como o direito de:

- participar da distribuição de lucros;
- participar de quaisquer ativos residuais remanescentes em caso de nossa liquidação;
- supervisionar a administração dos negócios sociais conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações;
- exercer o direito de preferência no caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição (exceto em relação a uma oferta pública de tais valores mobiliários, conforme estabelecido no Estatuto Social); e
- retirar-se da nossa empresa nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações.



Dividendos

Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações e às leis e regulamentações locais aplicáveis, ai nosso Estatuto Social e à nossa política de distribuição de dividendos.

Nossas distribuições podem incluir dividendos e/ou juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos nossos acionistas está sujeito ao imposto de renda retido na fonte, de acordo com as leis tributárias brasileiras, que não é cobrado nos pagamentos de dividendos. Os titulares de ADSs também estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte, salvo disposição contrária pela legislação aplicável.

Os pagamentos de dividendos para cada exercício devem ser aprovados por nossos acionistas na assembleia geral anual de acionistas. Os lucros são distribuídos em ações em circulação proporcionalmente ao número de ações detidas por cada acionista na data de registro aplicável. Nossas ações preferenciais têm preferência na distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio. Assim, o pagamento de dividendos aos titulares de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detidos pelos titulares de ações preferenciais.

Desde 2021, nossa atual política de remuneração aos acionistas fornece os seguintes parâmetros para a distribuição de dividendos, que devem ser seguidos nas decisões do Conselho de Administração e nas propostas da Administração à Assembleia Geral de Acionistas:

- 1. Estabelecemos uma compensação anual mínima de US\$4 bilhões para exercícios em que o preço médio do Brent é superior a US\$40/bbl, que podem ser distribuídos independentemente do nosso nível de endividamento, desde que os princípios estabelecidos na política sejam cumpridos.
- 1.1 A compensação mínima anual deve ser a mesma para ações ordinárias e ações preferenciais, desde que exceda o valor mínimo para ações preferenciais estabelecido no nosso Estatuto Social.
- 2. Caso a Dívida Bruta seja igual ou inferior a US\$65 bilhões e o lucro líquido do exercício seja positivo, o que será verificado no último resultado trimestral e aprovado pelo Conselho de Administração, devemos distribuir aos nossos acionistas 60% da diferença, calculada em reais, entre o Caixa Líquido fornecido pelas atividades operacionais e aquisição de ativos imobilizados ("PP&E") e intangíveis, conforme a fórmula abaixo, desde que o resultado dessa fórmula seja superior ao montante previsto no item 1 e não comprometa nossa sustentabilidade financeira:

$$\text{Remuneração aos acionistas} = 60\% \times (\text{Caixa líquido das atividades operacionais} - \text{Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis})$$

- 3. Independentemente do nosso nível de endividamento, podemos, em casos excepcionais, pagar dividendos extraordinários, excedendo o dividendo mínimo obrigatório legal e/ou os montantes estabelecidos nos itens 1 e 2, desde que nossa sustentabilidade financeira seja preservada.

Estabelecemos o nível ideal de dívida bruta em US\$60 bilhões, incluindo compromissos relacionados a arrendamentos comerciais. Sujeitos a determinadas circunstâncias estabelecidas em sua política de remuneração aos acionistas, adotaremos um parâmetro mais flexível, incluindo a aplicação da dívida bruta ideal de US\$65 bilhões como critério para definir como determinar a remuneração a ser distribuída. Além disso, definimos que os pagamentos de distribuição de dividendos devem ser feitos trimestralmente. A aquisição de ativos imobilizados e intangíveis da fórmula original de fluxo de caixa livre também foi ajustada para incluir o bônus de assinatura das rodadas de licitação. Adicionalmente, a melhoria teve como objetivo



simplificar a política de remuneração aos acionistas e estabelecer uma remuneração mínima anual, promovendo maior previsibilidade aos pagamentos de fluxo de caixa aos acionistas.

Além disso, podemos, excepcionalmente, aprovar a distribuição de dividendos extraordinários mesmo em caso de ausência de lucro líquido, desde que as regras referentes aos dividendos estabelecidas na Lei nº 6.404/76 e os critérios definidos na política de remuneração aos acionistas sejam cumpridos. Em todos os cenários de distribuição, a remuneração aos acionistas deve seguir as regras estabelecidas na Lei 6.404/76 (por exemplo, Artigos 201 a 205: dividendo obrigatório; dividendos de ações preferenciais; dividendos intermediários; pagamento de dividendos) e no nosso Estatuto Social, e não deve comprometer nossa sustentabilidade financeira no curto, médio e longo prazos.

De acordo com o nosso Estatuto Social, os dividendos intermediários e os juros sobre o capital próprio serão alocados como dividendo mínimo obrigatório, conforme estabelecido pela Lei das Sociedades por Ações, inclusive para fins de pagamento dos dividendos mínimos prioritários de ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95, conforme alterada, prevê a distribuição de juros sobre capital próprio aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Esses juros estão limitados à variação *pro rata* diária da taxa de juros TJLP. O efetivo pagamento ou crédito de juros sobre capital próprio depende da existência de lucros, calculados antes da dedução de juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior ao dobro do montante dos juros a pagar ou creditar.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre o capital como uma despesa dedutível para calcular o lucro real, mas a dedução não pode exceder o maior entre:

- 50% do lucro líquido antes de considerar essa 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 relação ao qual o pagamento é feito; ou
- 50% dos lucros acumulados e reservas de lucros.

Com relação ao pagamento de dividendos, nosso acionista também deve considerar o seguinte:

- **Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas ou titulares de ADS, residentes ou não no Brasil, está sujeito a impostos retidos na fonte brasileiros à alíquota de 15% ou 25%, de acordo com uma possível redução por um acordo fiscal aplicável. A alíquota de 25% aplica-se apenas quando o beneficiário for residente de um paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre o capital próprio, líquido de qualquer imposto retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendos obrigatórios. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, somos obrigados a distribuir aos acionistas um montante suficiente para assegurar que o valor líquido recebido, após o nosso pagamento dos impostos retidos na fonte brasileiros aplicáveis em relação à distribuição de juros sobre o capital próprio, seja pelo menos igual ao dividendo mínimo obrigatório conforme estabelecido pela legislação brasileira.
 - Para mais informações sobre a tributação brasileira de ADSs e nossas ações, consulte “Jurídico e Tributário – Tributação referente às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.
- **Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e o nosso Estatuto Social, os dividendos geralmente devem ser pagos dentro de 60 dias após a data em que são declarados, a menos que uma deliberação dos acionistas estabeleça outra data de pagamento, que, em qualquer caso, deve ocorrer antes do fim do exercício em que o dividendo foi declarado.
- **Ajustes:** Nosso Conselho de Administração pode aprovar o pagamento de dividendos antecipados ou juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas, cujo valor está sujeito a encargos financeiros à taxa SELIC a partir do fim de cada exercício até a data em que realmente pagamos tais dividendos ou juros sobre o capital próprio.



- **Dividendos não reivindicados:** Os acionistas têm um período de três anos a partir da data de pagamento de dividendos para reivindicar dividendos ou juros sobre pagamentos de capital com relação às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reivindicados é revertido para nós.

As nossas distribuições totais aos acionistas para 2022 devem ser de US\$43.187 milhões e serão votadas na assembleia geral anual de acionistas a ser realizada em abril de 2023. Para mais informações, consulte a Nota 33.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Distribuição obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e o nosso Estatuto Social, devemos cumprir duas distribuições de dividendos mínimos obrigatórios, ambas previstas em nossa política de remuneração aos acionistas.

- Devemos pagar pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado, após dedução das alocações à reserva legal e outras alocações eventualmente exigidas pela Lei das Sociedades por Ações; e
- Os titulares das nossas ações preferenciais têm prioridade para receber o valor do dividendo obrigatório, bem como para receber um pagamento em caso de reembolso de capital. Eles também têm direito a dividendos preferenciais anuais mínimos não cumulativos quando declararmos dividendos iguais ao maior entre (a) 5% de sua participação *pro rata* de nosso capital integralizado, ou (b) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida em que declaramos dividendos sobre nossas ações ordinárias em qualquer exercício específico em um montante que exceda os dividendos preferenciais mínimos, os titulares de ações preferenciais têm direito a um valor de dividendo adicional por ação no mesmo valor por ação pago aos titulares de ações ordinárias. Os titulares de ações preferenciais também participam igualmente com acionistas ordinários em aumentos de capital social derivados da incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades por Ações, no entanto, admite que uma companhia aberta como a nossa suspenda a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios caso nosso Conselho de Administração e nosso Conselho Fiscal informem à assembleia geral anual de acionistas que a distribuição não seria aconselhável em função da nossa situação financeira. Nesse caso, o nosso Conselho de Administração deve apresentar à CVM uma explicação para suspender a distribuição de dividendos. Os lucros não distribuídos em função de tal suspensão devem ser alocados a uma reserva especial e, se não forem absorvidos por perdas subsequentes, devem ser distribuídos assim que nossa situação financeira permitir tais pagamentos.

Alocação do lucro líquido

Em cada assembleia geral ordinária de acionistas, nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva são obrigados a recomendar como alocar o lucro líquido do exercício anterior. A Assembleia Geral de Acionistas pode discordar de tal recomendação e decidir por outras alocações, tais como para a criação de novas reservas estatutárias. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estatutárias dos colaboradores, administradores e beneficiários.



De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, um valor igual ao nosso lucro líquido, conforme reduzido posteriormente pelos valores alocados à reserva legal, à reserva de incentivos fiscais para investimentos, à reserva de contingência ou à reserva de lucro não realizado estabelecida por nós em conformidade com a legislação aplicável (discutido abaixo) e acrescido de reversões de reservas constituídas em anos anteriores, está disponível para distribuição aos acionistas em qualquer ano. Após a distribuição dos dividendos preferenciais, uma porcentagem do lucro líquido pode ser alocada para uma reserva de contingência para perdas antecipadas que são consideradas prováveis para os anos futuros. Qualquer valor alocado deste modo em um exercício anterior deverá ser (i) revertido no exercício em que os motivos que justificaram a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado caso ocorra o prejuízo antecipado.

Uma parte do lucro líquido de doações ou subvenções governamentais para investimentos também pode ser alocada para a criação de uma reserva de incentivo fiscal.

Se o valor da distribuição obrigatória, apurado sem deduzir o valor dos lucros não realizados de sua base de cálculo, exceder a soma do lucro líquido realizado em um determinado ano, esse excesso poderá ser alocado para reserva de lucro não realizado. A Lei das Sociedades por Ações define o lucro líquido realizado como o valor do lucro líquido que excede a soma do resultado positivo líquido dos ajustes patrimoniais, e dos lucros ou receitas de operações, cujos resultados financeiros ocorram após o fim do exercício seguinte. A reserva é utilizada para custear programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Contanto que possamos realizar a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um valor equivalente a 0,5% do capital subscrito e totalmente integralizado no fim do ano para uma reserva estatutária. A reserva é usada para financiar os custos dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode ultrapassar 5% do capital social subscrito e totalmente integralizado

A Lei das Sociedades por Ações também prevê a retenção de lucros, que não pode ser aprovada caso haja distribuição de dividendo obrigatória, e deve estar de acordo com os termos do nosso orçamento de capital previamente aprovado pela assembleia geral.

Uma parte do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima obrigatória pode ser alocado para financiar as necessidades de capital de giro e projetos de investimento, desde que tal alocação seja baseada em um orçamento de capital previamente aprovado por nossos acionistas. Os orçamentos de capital para mais de um ano devem ser revisados em cada assembleia geral.

A constituição de reservas estatutárias e a retenção de lucros não podem ser aprovadas em prejuízo do dividendo obrigatório.



Informações Adicionais a Acionistas não Brasileiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente na B3 (titulares não brasileiros) ou por meio de ADSs na NYSE. Não há restrições à propriedade das nossas ações ordinárias ou preferenciais no Brasil por pessoas físicas ou jurídicas, domiciliadas fora do Brasil, e todas possuem os direitos e preferências de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

A capacidade de converter os pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeita às restrições da legislação de investimento estrangeiro (controles de câmbio brasileiro). 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 as receitas da venda de ações para comprar e vender valores mobiliários diretamente na B3, o que geralmente requer, entre outras etapas, o registro do investimento relevante no Banco Central do Brasil. No entanto, qualquer titular não brasileiro que se registre na CVM de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 poderá comprar e vender valores mobiliários diretamente na B3. Esses titulares não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil que será obrigado, entre outras funções, a registrar e manter atualizado com o Banco Central do Brasil o registro de todas as transações desses investidores na B3.

O direito de converter os pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações em moeda estrangeira, e de remeter esses valores para fora do Brasil, também pode estar sujeito a restrições, de acordo com a legislação de investimento estrangeiro. Se quaisquer restrições forem impostas à remessa de capital estrangeiro para o exterior, elas podem dificultar ou impedir a Central Depositária, como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs, ou titulares registrados que trocaram ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou receitas de qualquer venda de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares americanos e remeter os dólares ao exterior.

Titulares não Brasileiros na B3

De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam cumpridos. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

- nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para agir em relação 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 da carteira do investidor estrangeiro no Brasil, por meio de representante do investidor, no Banco Central do Brasil; e
- cumprir os demais requisitos previstos na Resolução CVM nº 13/20.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá negociar nos mercados financeiro e de capitais brasileiro.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores sob a Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores



mobiliários detidos sob a Resolução CMN nº 4.373 e a Resolução CVM nº 13/20 deve ser realizada em bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, exceto para transferências resultantes de transações privadas.

Titulares de ADS

A Resolução CMN nº 4.373 permite que empresas brasileiras emitam certificados de depósito em mercados de câmbio. Atualmente, temos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registradas na CVM e no Banco Central do Brasil. As receitas da venda de ADSs por titulares fora do Brasil está livre de controles cambiais brasileiros.

O JPMorgan é o depositário de nossas ADSs ordinárias e preferenciais desde 2 de janeiro de 2020. O Depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais atualmente representando (i) duas ações (ou um direito de receber duas ações) depositadas com um agente do Depositário atuando como custodiante, e (ii) quaisquer outros valores mobiliários, dinheiro ou outros bens que possam ser detidos pelo Depositário. O escritório do agente fiduciário corporativo do Depositário no qual as ADSs serão administradas está localizado na 383 Madison Avenue, Floor 11, New York, New York 10179, Estados Unidos.

O Depositário obteve do Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro com relação aos nossos programas de ADR existentes. De acordo com o registro, o custodiante e o Depositário poderão converter dividendos e outras distribuições com relação às ações relevantes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter as receitas para fora do Brasil.

Caso um titular de ADS troque ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o titular será obrigado a 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. Não adotar essas medidas pode sujeitar o titular à incapacidade de converter as receitas da alienação ou distribuição das ações relevantes em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil. Além disso, o titular pode ser submetido a um tratamento tributário brasileiro menos favorável do que um titular de ADSs. Caso resida em uma jurisdição de paraíso fiscal, o investidor estrangeiro também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável.

Para mais informações, consulte “Riscos – Fatores de Risco – Riscos de Ações e Títulos de Dívida” e “Jurídico e Tributário – Tributário – Tributação referente às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.

Taxas a Pagar pelos Titulares de ADS

Os titulares de ADS são obrigados a pagar várias taxas ao Depositário, incluindo: (i) uma taxa anual de US\$0,05 (ou menos) por ADS para administrar o programa de ADR, e (ii) valores referentes às despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares de ADS, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão por fax ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, solicitar o pagamento faturando diretamente os investidores ou deduzindo o valor aplicável das distribuições em dinheiro. Os titulares de ADS também podem ser obrigados a pagar taxas adicionais por determinados serviços prestados pelo Depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.



Serviços do Depositário	Taxas a Pagar pelos Titulares de ADS
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de uma distribuição de ações ou direitos ou outros bens	US\$5,00 (ou menos) a cada 100 ADSs (ou parcela delas)
Distribuição de dividendos	US\$0,05 (ou menos) por ADS por ano
Cancelamento de ADSs para fins de retirada	US\$5,00 (ou menos) a cada 100 ADSs (ou parcela delas)

Taxas a Pagar pelo Depositário

O Depositário nos reembolsa por certas despesas que incorremos em relação à administração e à manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis compreendem, entre outras, despesas de relações com investidores, taxas de listagem e honorários advocatícios.



Aquisições de ações pelo emissor e compradores afiliados

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, nenhum “comprador afiliado”, conforme definido na Regra 10b-18(a)(3) sob a *Exchange Act*, nem nós, adquirimos qualquer uma das nossas ações.



Legal e Tributário



Regulamentação

Regulamentação dos Negócios

Exploração e Produção

De acordo com a legislação brasileira, o Governo Federal possui todos os acúmulos de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção de tais acúmulos 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 petróleo e gás no Brasil.

Em 1997, o Governo Federal brasileiro estabeleceu um marco regulatório baseado em concessões e criou uma agência reguladora independente para regular a indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil, a ANP. Esse marco e a ANP criaram um ambiente competitivo no setor de óleo e gás.

O marco regulatório baseado em concessão nos concedeu o direito de explorar reservas de petróleo bruto em cada um de nossos campos produtores já existentes sob contratos de concessão por um prazo inicial de 27 anos a partir da data em que foram declarados comercialmente lucrativos. Eles são conhecidos como os contratos de concessão de “Rodada Zero”. Esse prazo inicial de 27 anos para a produção pode ser prorrogado mediante solicitação da concessionária, sujeito à aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não estavam sujeitas a concessões passaram a estar disponíveis para licitação pública conduzida pela ANP. Participamos dessas licitações de forma independente ou por meio de parcerias com empresas privadas (como operadora ou como não operadora, em uma análise caso a caso).

De acordo com a Lei nº 9.478/1997, e de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos direito ao petróleo e gás explorados das áreas de concessão e somos obrigados a distribuir ao Governo Federal brasileiro uma parte da receita correspondente.

Para informações relacionadas à Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás, consulte o item “Jurídico e Tributário – Tributário” neste relatório anual.

Regime do Contrato de Partilha de Produção para o Pré-Sal não Licenciado e Áreas Potencialmente Estratégicas

As descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal da Bacia de Campos e da Bacia de Santos levaram a uma mudança na legislação sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Em 2010, foram promulgadas leis para regulamentar contratos sob regime de partilha de produção na área do pré-sal, conforme definido na Lei nº 12.351/2010, e em áreas potencialmente estratégicas. A legislação promulgada não impactou os contratos de concessão.

Não somos obrigados a ser a operadora exclusiva das áreas do pré-sal, mas antes de qualquer rodada de licitações, o Governo Federal brasileiro deve nos oferecer o direito de expressar nosso interesse em exercer o direito de preferência para operar os blocos sob regime de partilha de produção com mínimo de 30% de participação. Caso não haja uma proposta para as áreas nas quais manifestamos tal interesse, essa área não será adjudicada e, portanto, não temos quaisquer obrigações remanescentes. O direito de preferência somente entra em vigor (i) nos casos de propostas vencedoras acima do petróleo de lucro mínimo, caso



decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos manifestado interesse anteriormente e (ii) nos casos em que a proposta vencedora esteja no petróleo de lucro mínimo, somos obrigados a ser a operadora, com mínimo de 30% de participação, conforme aplicável de acordo com a Resolução Governamental relevante. Independentemente de exercermos o nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo licitatório 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 “petróleo de lucro”, que é a receita bruta da produção de um determinado campo após a dedução de royalties e “petróleo de custo”, que é o custo associado à produção de petróleo. A taxa de royalties é de 15% aplicável à produção bruta de petróleo e gás natural e não há outra taxa governamental devida ao Governo Federal brasileiro.

Os contratos de partilha de produção são firmados por e entre as empresas privadas que são licitantes vencedoras, a estatal não operacional PPSA, que representa os interesses do Governo Federal brasileiro nos contratos de partilha de produção e gerencia a participação do Governo Federal brasileiro no petróleo de lucro, e a ANP. A PPSA participa de comitês operacionais, com voto de qualidade e poderes de veto, e gerencia e controla os custos relevantes, todos de acordo com cada contrato específico de partilha de produção.

Cessão Onerosa

Em 2010, celebramos um contrato com o Governo Federal brasileiro, segundo o qual o Governo nos cedeu o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal, sujeito a uma produção máxima de cinco bnboe. O preço inicial do contrato para nossos direitos, nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, foi de US\$14.395 milhões, em 31 de dezembro de 2020, que foi pago integralmente em 2010. Consulte “Contratos Relevantes” neste relatório anual.

Tanto a Lei nº 12.276/2010 (a “Lei de Cessão Onerosa”) quanto o Contrato 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 para nos conceder os direitos de explorar e produzir cinco bilhões de barris de petróleo equivalente em determinadas áreas do pré-sal.

De acordo com o Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve ser baseada em pareceres técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes a serem contratadas pela ANP e pela cessionária, que considerarão as melhores práticas da indústria do petróleo, incluindo os seguintes itens: (a) informações contidas no relatório final do programa de exploração obrigatória (conforme definição no Contrato de Cessão Onerosa); (b) os preços de mercado do petróleo e gás natural; e (c) especificações do produto que está sendo produzido. Além disso, conforme previsto no Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve seguir as premissas estabelecidas em tal contrato.

Um comitê interno foi criado para negociar a revisão do Contrato de Cessão Onerosa com representantes do Governo Federal brasileiro (representantes do MME, do Ministério da Fazenda e da ANP). As negociações resultaram em uma revisão do Contrato de Cessão Onerosa que foi submetido ao TCU para análise, por recomendação do MME.

Em 2019, foi aprovado por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética o Aditivo do Contrato de Cessão Onerosa.

O aditivo consolida um dos vários cenários discutidos entre o Governo Federal brasileiro e nossas comissões e resultou em um crédito de US\$9,058 bilhões a nosso favor, que foi totalmente pago em dezembro de 2019. Adicionalmente, o aditivo estabelece novos percentuais para conteúdo local: 25% para construção de poços; 40% para sistema de coleta e descarte de produção; e 25% para unidade de produção estacionária. Para informações relacionadas ao novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás (“Repetro”) consulte “Jurídico e Tributário – Tributário” neste relatório anual.



Refino, Transporte e Comercialização

Em 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 operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo (a Resolução ANP nº 852/2021 substituiu a Resolução ANP nº 16/2010 em 23 de setembro de 2021). A comercialização de derivados de petróleo está condicionada ao cumprimento das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (ex.: gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações mensais sobre atividades de importação, exportação, produção, processamento, manuseio, transporte e transferência, armazenamento e distribuição de petróleo, derivados de petróleo, 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 fornecidas diariamente e mensalmente por nós e outros agentes.

Desde 2013, a ANP exige que produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e distribuidoras de combustíveis assegurem 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 também exige que as refinarias e importadores de derivados de petróleo divulguem publicamente suas listas de preços eletronicamente (preços padrão), bem como os preços dos 12 meses anteriores, com uma descrição dos termos comerciais específicos para: (i) gasolina regular e premium; (ii) diesel e diesel marítimo; (iii) querosene de aviação; (iv) GLP; (v) óleo combustível; e (vi) asfalto.

O descumprimento das regras da ANP pode levar a uma série de multas e penalidades, incluindo 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, a saber, etanol, biodiesel, biogás e biocombustível. Em junho de 2019, o CNPE fixou a redução anual obrigatória das metas de emissão de carbono e a ANP estabeleceu (i) a individualização das metas anuais obrigatórias de redução de emissões de gases de efeito estufa para a comercialização de combustíveis (Resolução nº 791/2019) e (ii) os procedimentos para a emissão primária de créditos de redução de emissões de carbono (Resolução nº 802/2019).

Em junho de 2017, o CNPE estabeleceu diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado local de combustíveis, outros derivados de petróleo e biocombustíveis. Como parte das diretrizes, o MME lançou o programa *Abastece Brasil* em 24 de abril de 2019, que visa desenvolver o mercado local de combustíveis do Brasil, promover a concorrência no setor, diversificação de *players*, novos investimentos em refino e logística e combater a evasão fiscal e a adulteração de combustíveis.

Nossa área de refino de petróleo e gás natural também está sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em junho de 2019, assinamos um termo de cessação de conduta com o CADE que consolida nosso entendimento sobre o desinvestimento de ativos de refino no Brasil.

Em outubro de 2021, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE na Resolução nº 14/2020, a ANP estabeleceu o novo modelo de comercialização para aquisição de biodiesel em substituição ao procedimento licitatório pertinente que estará em vigor até janeiro de 2022 (Resolução nº 857/2021). Conseqüentemente, os produtores de biodiesel podem ser vendidos diretamente às distribuidoras para observar o percentual obrigatório de biodiesel no diesel e não há outro requisito regulamentar para intermediarmos essa relação comercial. Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Gás e Energia



Leis do Gás Natural

Em março de 2009, o Congresso Brasileiro promulgou a Lei nº 11.909, ou “Lei do Gás”, que foi regulamentada pelo Decreto nº 7.382, promulgado em dezembro de 2010.

Em 2011, foi promulgada a Resolução ANP nº 52, que (i) estabelece que a ANP é responsável por autorizar a atividade de comercialização de gás natural, dentro da competência do Governo Federal brasileiro; (ii) regulamenta o registro do agente vendedor de gás; e (iii) regulamenta o registro de contratos de compra e venda de gás. Essa resolução foi modificada em julho de 2019 pela Resolução nº 794/2019, que exige a publicação, pela ANP, de todos os contratos de compra e venda de gás natural firmados com distribuidoras locais de gás para atendimento aos mercados cativos.

Em junho de 2016, o MME criou o programa Gás para Crescer, que visa promover um ambiente de mercado competitivo para alcançar o desenvolvimento eficaz da comercialização de gás no Brasil, possibilitando a entrada de novos agentes no mercado de gás.

Em dezembro de 2018, o Decreto nº 9.616 alterou o Decreto nº 7.382/2010 para possibilitar a mudança do sistema de transmissão de gás da capacidade contratada no sistema ponto a ponto em contratos de longo prazo para um sistema de entrada-saída.

Em junho de 2019, o CNPE estabeleceu diretrizes para a promoção da concorrência no mercado de gás natural (Resolução CNPE nº 16/2019), e em julho de 2019, o programa Novo Mercado de Gás foi criado e o Decreto nº 9.934 foi assinado. Esse decreto institui um comitê que monitora a implementação das ações necessárias para a entrada de novos agentes no mercado de gás natural.

Em julho de 2019, assinamos um termo de compromisso de cessação com o CADE, que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Esse termo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outras questões, estabelece medidas para liberação de capacidade em gasodutos e inclui nosso compromisso de negociar, de boa-fé, o acesso de terceiros às nossas plantas de processamento. O objetivo do acordo é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes neste mercado, bem como suspender os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apuração dos nossos negócios de gás natural.

Em 2021, o Congresso Brasileiro promulgou a Lei nº 14.134, a chamada Nova Lei do Gás, que revogou a Lei nº 11.909 e representa um novo marco regulatório para o mercado brasileiro de gás natural, introduzindo inovações legais relevantes.

Entre outras questões, a Nova Lei do Gás prevê: (i) o acesso negociado a gasodutos, unidades de processamento de gás natural (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 gasodutos de transporte e instalações de armazenamento (de concessão para autorização); (iv) a separação 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).

Além disso, a Nova Lei do Gás garantirá estabilidade jurídica para as normas administrativas decorrentes do Programa Novo Mercado de Gás, instituído pelo governo federal brasileiro em meados de 2019.

Ainda em 2021, o Decreto nº 10.712/2021 foi publicado, que regulamenta a Nova Lei do Gás, e revoga formalmente o Decreto nº 7.382 e o Decreto nº 9.616.

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 nesse mercado, (iii) os fundamentos do período de transição e (iv) a revogação, entre outros, da Resolução CNPE nº 4/2019.



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.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte “Nossos Negócios – Gestão de Portfólio” e “Fatores de Risco – Riscos Operacionais” neste relatório anual.

Regulamentação de Preços

Até 1997, o Governo Federal brasileiro tinha o poder de regular todos os aspectos da precificação do petróleo bruto, derivados, 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 comercialização de energia no ambiente regulado – CCEAR).

Para informações sobre a nossa política de preços, consulte “Nossos Negócios – Refino, Transporte e Comercialização” neste relatório anual.

Regulamentação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo bruto e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla série de leis, regulamentações e requisitos de autorização federais, estaduais e locais relacionados à proteção da saúde humana e do meio ambiente, e estão sob a autoridade regulatória 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 segurança e poluição ao IBAMA e auditorias ambientais de terceiros, a fim de manter nossas licenças. Assim, mantemos um canal de comunicação contínuo com as autoridades ambientais, a fim de aprimorar as questões relacionadas à gestão ambiental dos nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, criamos ações e medidas, em conjunto com o IBAMA, para ajustar o tratamento e o descarte de água produzida em algumas de nossas plataformas *offshore*, a fim de acomodar os requisitos recém-emitidos pelo IBAMA. Todas essas ações estão sendo cumpridas por nós dentro dos prazos definidos com o IBAMA.

Os custos relacionados a essas ações aumentaram para US\$471 milhões. Desse montante total, US\$403 milhões já foram gastos desde 2018 e US\$68 milhões serão utilizados de acordo com o andamento da realização dos compromissos contratuais e diretrizes do IBAMA. Os principais são:

- Ajustes operacionais, tecnológicos ou de adequação dos processos em 28 plataformas marinhas de produção para a eliminação da água produzida, para serem estruturadas de acordo com o método de medição do TOG SM 5520-B;
- Contratação de um laboratório terceirizado para análise de TOG;
- Instalação de radares em oito plataformas;
- Fornecimento de monitoramento aéreo e orbital;
- Fornecimento de embarcações para monitoramento; e
- Pagamento de medidas compensatórias.

Além disso, para ajudar a garantir a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também trabalha na prevenção da poluição ambiental, com levantamentos aleatórios ou periódicos de unidades *offshore*.



A maior parte das condições ambientais, de saúde e segurança *onshore* são controladas em nível federal ou estadual, dependendo de onde nossas instalações estão localizadas e do tipo de atividade em desenvolvimento. No entanto, também é possível que essas condições sejam controladas localmente sempre que as atividades gerarem impacto local ou forem implantadas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, existe responsabilidade objetiva e solidária por danos ambientais, mecanismos para aplicação de normas ambientais e requisitos de licenciamento para atividades poluentes.

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 em caso de desconformidade com leis e regulamentações ambientais, incluindo:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- requisitos para financiar projetos de recuperação e ambientais;
- perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- encerramento de estabelecimentos ou operações; e
- perda ou suspensão da participação em linhas de crédito com estabelecimentos de crédito oficiais.

Regulamentação Governamental

Como uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a certas regras que limitam nossos investimentos, e somos obrigados a submeter o nosso orçamento anual de investimentos (ou OAI) ao ME e ao MME. Após a revisão por essas autoridades governamentais, o Congresso Brasileiro deve aprovar nosso orçamento. Assim, pode haver uma redução ou mudança em nossos investimentos planejados. Como resultado, podemos não ser capazes de implementar todos os nossos investimentos planejados, incluindo aqueles relacionados à expansão e ao desenvolvimento de nossos campos de petróleo e gás natural, o que pode afetar adversamente os nossos resultados operacionais e nossa situação financeira.

Todas as dívidas de médio e longo prazo incorridas por nós ou nossas subsidiárias requerem a aprovação do Gerente Executivo Financeiro em conjunto com outro Gerente Executivo, dentro dos parâmetros estabelecidos por nossa Diretoria Executiva e nosso Conselho de Administração.

As exceções são a emissão de títulos de dívida pública no mercado de capitais e obrigações de dívida garantida, que requerem a aprovação de nossa Diretoria Executiva, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures, que requer a aprovação do nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/16 exige que definamos no nosso Estatuto Social o interesse público que buscamos e quais ações de orientação pública estamos autorizados a adotar na busca de tal interesse público. A fim de cumprir a Lei nº 13.303/16, alteramos o nosso Estatuto Social para incluir a definição do interesse público e declarar que o Governo Federal brasileiro pode orientar nossas atividades para buscar o interesse público sob determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de petróleo e gás. Consulte "Riscos – Fatores de Risco – 2.a) O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós." 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 realização de certos custos operacionais, quando duas condições forem atendidas: (i) o cumprimento de obrigações ou responsabilidades deve ser definido por lei ou regulamentação e previsto em contrato ou acordo celebrado



com qualquer entidade pública com poderes para negociar tal contrato ou acordo; e (ii) os projetos de investimento devem ter seus custos e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nosso Comitê Financeiro e nosso Comitê de Minoritários, exercendo seu papel consultivo ao nosso Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades por nós assumidas, em relação à busca do interesse público, são diferentes daquelas de qualquer outra empresa privada que atue no mercado de petróleo e gás. A avaliação por nossos comitês é baseada em certos aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimento planejados e na análise de certos custos operacionais previamente adotados por 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), CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (com 10% de participação) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (com 10% de participação), (o “Consórcio Libra”), celebrou um contrato de partilha de produção com o Governo Federal brasileiro, que detém 41,65% do petróleo de lucro do Consórcio Libra, a ANP, como reguladora e fiscalizadora, e a PPSA, como gestora (o “Primeiro Contrato de Partilha de Produção”). Sob o Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio Libra recebeu os direitos e obrigações de operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como Bloco Libra, localizada nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Para mais informações sobre o Contrato de Partilha de Produção, consulte o Anexo 2.18 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* na segunda e terceira rodadas de licitações sob o sistema de partilha de produção mantido pela ANP. Somos a operadora desses blocos (“Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção”). Em janeiro de 2018, juntamente com nossos parceiros, a ANP, a PPSA e o Governo Federal brasileiro, firmamos o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo e gás natural.

Sob o sistema de partilha de produção, o consórcio submete ao governo um percentual do chamado “excedente do lucro do petróleo para o Governo Federal brasileiro”, que é aplicado à receita descontada dos custos de produção e royalties. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi a quantidade de petróleo de lucro para o Governo Federal brasileiro, uma vez que as regras de licitação previam o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

A tabela a seguir resume os blocos que adquirimos, em parceria, na segunda e terceira rodadas de licitação como parte do sistema de partilha de produção:

Área	Composição do consórcio	Bônus da Petrobras (R\$ milhões)	Excedente no petróleo de lucro (%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	90	80,00
Peroba	Petrobras (40%) BP (40%) CNOOC (20%)	800	76,96
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%) BP (50%)	250	75,86



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, juntamente com outras empresas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Dois Irmãos, (ii) Três Marias e (iii) Uirapuru (“Quarto Contrato de Partilha de Produção”) e, juntamente com o Primeiro Contrato de Partilha de Produção e o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção, os “Contratos de Partilha de Produção”). Seremos a operadora desses três blocos adicionais sob o regime de partilha de produção. De acordo com o regime, o consórcio submete ao Governo Federal brasileiro um percentual do “excedente do lucro do petróleo para o Governo Federal brasileiro”. Novamente, o único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o montante do petróleo de lucro para o Governo Federal brasileiro.

As regras de licitação estabeleceram 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 sob o regime de partilha de produção e, como resultado, seremos a operadora do contrato correspondente.

Sexto e Primeiro Contratos de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa – Sexta e Primeira Rodadas de Licitações de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019, adquirimos, juntamente com outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco de Itapu.

Em 7 de novembro de 2019, adquirimos, juntamente com outra empresa internacional, o bloco Aram, e seremos a operadora desse bloco.

Os três contratos de partilha de produção resultantes foram todos firmados em 30 de março de 2020. Seremos a operadora desses blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, a operadora nomeada, em nome das partes, oferece ao Governo Federal brasileiro um percentual do “excedente do óleo-lucro”. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi a quantidade de óleo-lucro para o Governo Federal brasileiro, uma vez que as regras de licitação previam o valor fixo do bônus de assinatura, a compensação, 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, juntamente 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 a operadora desses blocos sob o regime de partilha de produção.

De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, a operadora nomeada, em nome das partes, oferece ao Governo Federal brasileiro um percentual do excedente do petróleo de lucro. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi a quantidade de petróleo de lucro para o Governo Federal brasileiro, uma vez que as regras de licitação previam o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

Termos Básicos:

Comitê Operacional. Os Consórcios do Contrato de Partilha de Produção são geridos por um Comitê Operacional no qual todos nós, os nossos parceiros e a PPSA participamos. A PPSA representa os interesses do Governo Federal brasileiro e, embora não invista nos blocos, a Pré-Sal Petróleo S.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 Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção sob os Contratos de Partilha de Produção serão conduzidas por conta e risco dos membros do consórcio. Para as descobertas comerciais de petróleo e/ou gás natural nos blocos, o consórcio terá o direito de recuperar, mensalmente, (i) uma parte da produção de petróleo e gás do bloco, correspondente às suas despesas de royalties e (ii) o “petróleo de custo” correspondente aos custos incorridos (que é o montante associado às despesas de capital incorridas e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do consórcio), de acordo com as condições, proporções e os prazos estabelecidos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, para cada descoberta comercial, os consórcios têm direito a receber, mensalmente, sua parcela de “petróleo de 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 estão divididas em duas fases, conforme a seguir:

Fase de exploração. Essa fase compreende atividades de avaliação para fins de determinação da comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo bruto e gás natural. A fase de exploração começa com a assinatura dos Contratos de Partilha de Produção e terminará em cada descoberta com a declaração de comercialidade. Teremos quatro anos (que poderão ser prorrogados mediante aprovação prévia da ANP) para cumprir o programa mínimo de trabalho e demais atividades aprovadas pela ANP previstas nos Contratos de Partilha de Produção.

Fase de Produção. A fase de produção para cada descoberta particular 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 de Trabalho Mínimo:

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa de trabalho mínimo, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Poderemos realizar outras atividades fora do escopo do programa de trabalho mínimo, desde que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

Unitização:

Um reservatório coberto por um bloco concedido a nós nos Contratos de Partilha de Produção pode se estender para áreas adjacentes fora do bloco. Nesse caso, devemos notificar a ANP imediatamente após identificar a extensão e seremos impedidos de realizar atividades de desenvolvimento e produção dentro desse bloco, até que tenhamos negociado um contrato de unitização com a concessionária terceirizada ou contratada que tenha direitos sobre tal área adjacente, salvo autorização de outra forma pela ANP. A ANP determinará o prazo para a celebração do contrato de unitização pelas partes. Se a área adjacente não for licenciada (i.e., não concedida para atividades de E&P a qualquer outra parte), o Governo Federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, negociará conosco.



Caso as partes não consigam chegar a um acordo dentro do prazo estabelecido pela ANP, esta determinará os termos e obrigações relacionados a tal unitização, com base em laudo pericial, e também notificará a nós e ao terceiro ou ao representante do Governo Federal brasileiro, conforme aplicável, de tal determinação. Até que o contrato de unitização seja aprovado pela ANP, as operações de desenvolvimento e produção desse reservatório devem permanecer suspensas, salvo outro modo autorizado pela ANP. A recusa de qualquer das partes em assinar o contrato de unitização resultará na rescisão dos Contratos de Partilha de Produção, e na devolução ao Governo Federal brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Ambiental:

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e proteger o ecossistema da área sujeita aos Contratos de Partilha de Produção, e de evitar danos à fauna, à flora e aos recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente decorrentes das nossas operações, incluindo custos relacionados a quaisquer medidas de reparação.

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 deixarmos de cumprir as obrigações do conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP.

O Contrato de Partilha de Produção de Libra original (“Rodada Um da Licitação de Partilha de Produção”) concedeu ao consórcio Libra o direito de renunciar às obrigações de conteúdo local em termos de tecnologia, preço e prazo. Esse direito foi utilizado uma vez, e a ANP concedeu renúncia aos itens do casco e a determinados itens das plantas de processamento. Por meio da Resolução nº 726/2018, a ANP concedeu ao consórcio Libra a possibilidade de alterar os requisitos de conteúdo local para níveis inferiores, mas a possibilidade de renúncia foi excluída.

Na Segunda Rodada de Licitações de Partilha de Produção, os campos licitados tinham os mesmos requisitos de conteúdo local de seus contratos de campos adjacentes, conforme a Resolução CNPE nº 7/2017. Tal resolução estabeleceu novos níveis de conteúdo local para os Contratos de Partilha de Produção, e as Rodadas de Licitações Três, Quatro, Cinco e Seis utilizaram esses níveis.

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 petróleo e gás natural, a serem recuperados de uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco. Todos os membros dos consórcios (exceto PPSA) também deverão investir 1,0% de suas receitas brutas anuais da produção de petróleo bruto e gás natural, de acordo com os Contratos de Partilha de Produção, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, 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 a operadora.

Todos os membros dos consórcios (exceto a PPSA) têm direito de preferência em relação a uma cessão de direitos e obrigações por qualquer outro membro do consórcio (exceto a PPSA).



Os Contratos de Partilha de Produção serão rescindidos nas seguintes circunstâncias: (i) término de suas vigências; (ii) se o programa mínimo de trabalho não tiver sido concluído até o fim da fase de exploração; (iii) se não houver descoberta comercial alguma até o fim da fase de exploração; (iv) se os consorciados (exceto a PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) se o consórcio recusar-se a celebrar um contrato de unitização após a ANP fazer tal determinação (cuja rescisão pode ser integral ou parcial) e (vi) qualquer outra base para rescisão descrita nos Contratos de Partilha de Produção.

Qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção ou de quaisquer regulamentações emitidas pela ANP poderá resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte relevante, 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, não intencional ou não sendo resultado de negligência ou imprudência, ou for provado que o consórcio trabalhou diligentemente para sanar tal violação, o Governo Federal brasileiro pode, 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 pode submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem *ad hoc* seguindo as regras estabelecidas pela UNCITRAL, ou com o consentimento das partes interessadas, à ICC ou a qualquer outra câmara de arbitragem renomada. Se a disputa envolver apenas órgãos da administração pública, ela pode ser submetida ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal, ou CCAF, ao abrigo da AGU. No caso de uma disputa envolvendo direitos inegociáveis, as partes submeterão a disputa aos tribunais federais em Brasília, Brasil.

Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa foi firmado em 2010. Seu aditivo foi aprovado em 2019 pelo TCU e pelo CNPE e nossos órgãos sociais.

As partes envolvidas discutiram vários cenários sobre a revisão do contrato original, pois ambos poderiam ser simultaneamente credores e/ou devedores. O aditivo 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 em decorrência 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 (estágios 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.

Para mais informações sobre nossos outros contratos materiais, consulte “Nossos Negócios” e “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.



Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em inúmeros processos judiciais relacionados a questões cíveis, administrativas, tributárias, trabalhistas, penais, ambientais e corporativas que surgem no curso normal dos nossos negócios. Esses processos envolvem reivindicações de montantes substanciais de dinheiro e outros meios de reparação. Diversas disputas individuais representam uma parte significativa do valor total de reivindicações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que podemos incorrer em relação a processos pendentes.

Alguns dos nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

Investigação da Lava Jato

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação voltada para organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros, conhecida como Operação “Lava Jato”. A investigação da Lava Jato é extremamente ampla e compreende inúmeras investigações sobre diversas práticas criminosas, abrangendo crimes e condutas cometidas por pessoas físicas em diferentes partes do país e diferentes setores da economia brasileira. Em 2014, a Lava Jato começou a focar parte de sua investigação em irregularidades envolvendo empreiteiras e fornecedores da Petrobras, e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolvia uma vasta série de participantes, incluindo nossos antigos empregados. É possível que novas informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações das autoridades brasileiras em andamento sobre corrupção.

Não somos alvo da investigação da Lava Jato e somos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítimas do esquema de pagamentos indevidos. Continuaremos buscando medidas legais contra empresas e pessoas físicas, incluindo antigos empregados e políticos, que nos causaram danos financeiros e à imagem. Trabalhamos em conjunto com o Ministério Público Federal, a Polícia Federal, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. O montante total da restituição paga a nós desde o início da Lava Jato até 31 de dezembro de 2022 foi de US\$1,618 bilhão (mais recentemente, US\$96 milhões, US\$235 milhões e US\$155 milhões em 2022, 2021 e 2020, respectivamente).

Em 2021, o Supremo Tribunal Federal passou a decidir casos apresentados por réus criminais em processos da Lava Jato visando a anulação de condenações penais relativas à investigação. Esses casos ainda estão em andamento e seus resultados podem afetar nossos interesses.

Para mais informações sobre a Lava Jato e seus impactos sobre nós, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Podemos enfrentar processos adicionais relacionados à investigação da Lava Jato” e Nota 21 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Investigações Realizadas por Autoridades

Brasil: Ministério Público

Em 2015, o Ministério Público do Estado de São Paulo instaurou um inquérito civil para investigar a existência de potenciais danos causados por nós aos investidores listados no mercado de ações brasileiro. No entanto, o Ministério Público Federal avaliou esse inquérito e determinou que o Ministério Público de São Paulo não tem competência legal sobre essa questão, que deve ser presidida pelo Ministério Público Federal. Fornecemos todas as informações relevantes exigidas pelas autoridades. Em maio de 2022, tomamos conhecimento de que esse inquérito civil foi indeferido em fevereiro de 2021.



Reivindicações dos Investidores

Países Baixos: Ação Coletiva nos Países Baixos

Em 23 de janeiro de 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation (“Fundação”) entrou com uma ação no tribunal distrital de Rotterdam, nos Países Baixos, contra nós e as nossas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF BV), nossa antiga *joint venture* PO&G Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns de nossos antigos administradores.

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 ilegalmente em relação aos investidores. Com base nas alegações, a Fundação busca decisões declaratórias do tribunal neerlandês.

Em 26 de maio de 2021, após uma série de sentenças provisórias anteriores nas quais o Tribunal aceitou a jurisdição sobre a maioria das sete reivindicações da Fundação, o Tribunal decidiu que a ação coletiva deve continuar e que a cláusula de arbitragem do nosso Estatuto Social não impede nossos acionistas de acessarem tribunais neerlandeses e que a Fundação pode representar os interesses desses acionistas. Não obstante o precedente, o Tribunal decidiu que nossos investidores que iniciaram processos de arbitragem, bem como nossos investidores que iniciaram processos nos quais o tribunal público independente decidiu por sentença final que estão vinculados pela cláusula de arbitragem, estão excluídos da ação coletiva.

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações por escrito quanto ao mérito do caso. O Tribunal agendou audiências para as alegações orais, que ocorreram em 17 e 24 de janeiro de 2023. Nessas audiências, o Tribunal ainda não forneceu indicação alguma do conteúdo de sua próxima decisão sobre o mérito. Nós, juntamente com outros réus, apresentamos uma peça processual adicional em 22 de fevereiro de 2023, após a qual o tribunal pretende proferir um julgamento em 26 de julho de 2023. Esses prazos são indicativos de que a decisão pode ser adiada ou talvez proferida mais cedo.

Essa ação coletiva envolve questões complexas que estão sujeitas a incertezas substanciais e dependem de uma série de fatores, como o escopo da cláusula de arbitragem no nosso Estatuto Social, jurisdição dos tribunais neerlandeses, o escopo da Liquidação de Ação Coletiva dos Estados Unidos, a posição da Fundação como suposta representante dos interesses dos investidores, as diversas leis aplicáveis a esta reivindicação, as informações produzidas na fase probatória do processo, a análise por especialistas, o calendário das decisões judiciais e as decisões do tribunal sobre questões fundamentais, a possível apelação ao Supremo Federal, e o fato de que a Fundação apenas busca obter decisões declaratórias nessa ação coletiva. Neste momento, não é possível determinar se seremos considerados responsáveis pelo pagamento de indenizações em reivindicações individuais subsequentes após esta ação, visto que esta avaliação depende do resultado destas questões complexas. Além disso, não é possível saber quais os investidores que poderão apresentar reivindicações individuais subsequentes relacionadas a essa questão contra nós.

Ademais, as alegações afirmadas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma vasta série de atividades, e, na fase atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas estas questões influenciam o montante e o calendário da resolução final destas ações. Como resultado, não podemos fazer uma estimativa confiável de eventuais perdas decorrentes desta ação. Somos vítimas do esquema de corrupção descoberto pela Lava Jato e pretendemos provar isso perante o tribunal neerlandês.

As incertezas inerentes a todas estas questões não nos permitem estimar devidamente uma eventual perda resultante desta ação. A indenização pelos danos alegados só será determinada por decisão judicial sobre reivindicações a serem realizadas por investidores pessoas físicas. A Fundação não pode exigir indenização por danos.

Nós negamos as alegações apresentadas pela Fundação e pretendemos nos defender com vigor.



Outras Reivindicações relacionadas a Investidores

Arbitragem no Brasil

Também somos parte em sete processos de arbitragem instaurados por investidores brasileiros e estrangeiros que compraram nossas ações negociadas na B3, alegando perdas financeiras causadas por fatos descobertos na Lava Jato.

Devido às incertezas substanciais inerentes a esses tipos de processos e aos impactos altamente incertos de tais alegações, não é possível identificarmos os possíveis riscos relacionados a essa ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Dependendo do resultado dessas ações, pode nos ser obrigatório o pagamento de valores substanciais, o que pode ter efeito significativo em nossa condição financeira.

A maioria dessas arbitragens está longe de um julgamento definitivo pelos respectivos tribunais arbitrais. No entanto, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, em 26 de maio de 2020, foi proferida uma sentença arbitral parcial. A sentença parcial indica nossa responsabilidade, mas não determina nosso pagamento de valores, nem encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em andamento, e a sentença parcial representa apenas a posição dos três árbitros desse painel de arbitragem e não é extensível às demais arbitragens existentes. Em 20 de julho de 2020, ajuizamos ação para a anulação desta sentença arbitral parcial, considerando que ela contém vícios e impropriedades graves. Em 10 de novembro de 2020, o juiz de primeira instância do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro declarou nula a sentença parcial. Os recursos contra esta decisão estão pendentes. De acordo com as regras da CAM, o processo é confidencial. Reiteramos que continuaremos a nos defender com vigor, em respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens das quais formos parte.

Arbitragem na Argentina

Em 2018, fomos notificados sobre uma demanda arbitral ajuizada pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa (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 do valor de mercado de nossas ações na Argentina, em decorrência de processos relacionados à Lava Jato.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem devido ao não pagamento da taxa arbitral pela Associação. A Associação interpôs recursos que foram rejeitados pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação recorreu ao Supremo Tribunal da Argentina, e uma decisão final está pendente.

Ações Penais na Argentina

Fomos acusados nas seguintes ações penais na Argentina:

- Ação penal alegando o nosso descumprimento da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino a existência de uma ação coletiva apresentada pela Associação perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina do mercado de capitais. Vale ressaltar que nunca fomos citados no âmbito da referida ação. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Câmara Penal Econômica) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Penal Econômico nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Penal Econômico nº 2 da mesma cidade. Apresentamos defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz
- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de termos supostamente declarado dados falsos nas nossas demonstrações financeiras emitidas em



2015. Apresentamos defesa preliminar de mérito, ainda não apreciada pelo juiz, além de defesas processuais que atualmente são objeto de recursos em instâncias recursais da Justiça argentina. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão de primeira instância que havia reconhecido nossa imunidade de jurisdição e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se nós poderíamos ser considerados criminalmente imunes na Argentina para posterior reavaliação do tema. Nós recorreremos dessa decisão perante a Corte de Cassação, tendo o nosso recurso sido negado. Após o juízo de primeira instância negar nossa imunidade de jurisdição, recorreremos ao Tribunal. Em 27 de dezembro de 2022, o Tribunal considerou novamente a decisão de primeira instância prematura, determinando que uma terceira decisão fosse proferida, que ainda está pendente na data desse relatório anual. Em outra frente processual, no dia 14 de setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pela Corte de Cassação após recurso da Associação. Em 2 de novembro de 2022, nós interpomos recurso contra essa decisão perante a Suprema Corte argentina, ainda pendente de julgamento. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

Reivindicação de Investidores e Procedimento de Mediação da Sete Brasil

Atualmente, somos parte em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia em Washington, DC (o "Tribunal Distrital de DC") movida pela EIG em 2016 referente à compra indireta de participações acionárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir sondas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que induzimos os investidores a investirem na Sete Brasil e que estávamos entre as partes responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que entrou com um processo de recuperação judicial no Brasil.

O Tribunal Distrital de DC rejeitou os argumentos que basearam nosso pedido de encerramento antecipado do processo, incluindo o de imunidade soberana, e decidiu que a ação poderia prosseguir para a fase de produção de provas, com a troca de informações jurídicas e fatos conhecidos do caso entre as partes. Durante os anos de 2020 e 2021, as partes participaram exaustivamente da produção de provas factuais e periciais, bem como apresentaram petições requerendo o julgamento sumário do processo.

Em 8 de agosto de 2022, o Tribunal Distrital de DC emitiu uma decisão nos responsabilizando pelas reivindicações dos autores, mas negou a moção de julgamento sumário dos autores com relação a danos, e qualquer indenização por essas reivindicações terá que ser comprovada pela EIG em julgamento. Na mesma decisão, o Tribunal Distrital de DC negou nossa petição de julgamento sumário para rejeitar todas as reivindicações dos autores devido à nossa imunidade de jurisdição e diferiu a decisão sobre duas questões processuais. Em 18 de agosto de 2022, apresentamos uma petição de apelação para informar ao Tribunal que pretendemos recorrer da negação de nosso pedido de extinção do processo.

Em 26 de agosto de 2022, solicitamos a suspensão da ação até o julgamento do referido recurso, tendo a suspensão sido deferida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

Em 26 de agosto de 2022, a EIG penhorou alguns de nossos ativos nos Países Baixos. A medida cautelar para tais penhoras pré-judiciais foi concedida pelo Tribunal Distrital de Amsterdã em uma base de julgamento sumário e serve para garantir a satisfação das reivindicações da EIG nos processos dos EUA supracitados. Com a única finalidade de conceder cautelar para essas penhoras, o Tribunal Distrital de Amsterdã estimou as reivindicações da EIG em US\$297,2 milhões no total, embora o Tribunal Distrital de DC tenha decidido que qualquer indenização por essas reivindicações terá que ser comprovada pela EIG em julgamento, conforme estabelecido acima. Há um certo debate sobre o âmbito dos ativos penhorados pela EIG, mas não há processos pendentes da EIG nos Países Baixos. Tais penhoras pré-judiciais não impedem que nós e nossas subsidiárias neerlandesas cumpramos obrigações perante terceiros.



Também fomos parte em arbitragens no Brasil movidas por investidores da Sete Brasil, concluídas em 2020, quando obtivemos uma sentença arbitral favorável. Em 1º de abril de 2020, 29 de julho de 2020 e em 17 de dezembro de 2020, divulgamos acordos celebrados em três outras arbitragens relacionadas ao investimento na Sete Brasil.

Além disso, como resultado de uma mediação extrajudicial iniciada em 2017 no Brasil, em 2019, o nosso Conselho de Administração aprovou os termos finais de um acordo a ser celebrado entre a nossa empresa e a Sete Brasil, cujos principais termos incluem: (i) manutenção dos contratos de afretamento e de operação referentes a quatro sondas de perfuração, com o encerramento dos contratos celebrados em relação às demais vinte e quatro sondas; (ii) os contratos terão vigência de dez anos, e taxa diária de US\$299 mil, incluindo o afretamento e a operação das unidades; (iii) e nossa retirada e a retirada de nossas controladas do quadro societário das empresas do Grupo Sete Brasil e do FIP Sondas, até que não detenhamos mais participação societária nelas; e (iv) o distrato de todos os demais contratos que não sejam compatíveis com os termos do acordo. A Magni Partners afretará as sondas e estas serão operadas pela Etesco.

Em 2020, o acordo de liquidação foi assinado pela PNBV, pela Sete Brasil, por outras empresas do grupo e por nós, no entanto, a Sete Brasil nos notificou no fim de janeiro de 2021 alegando que certas condições exigidas não seriam cumpridas até o prazo de 31 de janeiro de 2021. Como resultado, nossa Diretoria Executiva autorizou o início de uma nova negociação com a Sete Brasil, que ainda está em andamento.

Não detemos mais qualquer participação societária direta ou indireta nas empresas do Grupo Sete Brasil.

Outros Processos Judiciais

Processos Judiciais e Processo Preliminar no TCU – Desinvestimentos

Existem alguns processos judiciais (principalmente cíveis), que alegam uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos processos e, em alguns casos, o preço de compra, para a venda de ações de participação em empresas e ativos controlados, como direitos de exploração e produção em campos de petróleo e gás (“Propostas de Desinvestimento”). Algumas propostas foram suspensas devido a liminares concedidas em análise preliminar, que foram revertidas após a apresentação de nossa declaração de defesa e/ou apelação. Embora os procedimentos judiciais referidos acima ainda estejam pendentes de sentenças finais, não há liminar impedindo qualquer Proposta de Desinvestimento.

Há ações constitucionais ajuizadas perante o Supremo Tribunal Federal contestando a constitucionalidade do Decreto nº 9.188/2017, que estabelece regras para alienação de ativos e afiliadas controladas por sociedades de economia mista federais, como nós. Em razão da liminar concedida em 27 de junho de 2018 pelo Ministro do Supremo Tribunal Federal, Ricardo Lewandowski, em Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 5624 MC/DF, que presumivelmente poderia afetar os Desinvestimentos, suspendemos algumas vendas, conforme comunicado à imprensa de 3 de julho de 2018. Em 6 de junho de 2019, o tribunal reuiu parcialmente a liminar na medida em que as empresas estatais estão autorizadas a vender seu controle societário em empresas afiliadas, desde que essas empresas estatais tenham recebido autorização geral para fazê-lo por meio da lei de constituição, e que os processos de venda sejam competitivos e executados de acordo com os princípios constitucionais aplicáveis à administração pública, de acordo com o Decreto Federal Nº 9.188/2017. Assim, podemos buscar o desinvestimento de ativos e afiliadas controladas sem qualquer restrição. Outra ação constitucional (Ação Direta de Inconstitucionalidade 5841), com o mesmo objetivo, foi ajuizada e o Supremo Tribunal Federal negou a liminar em sessões virtuais realizadas em dezembro de 2020. Em dezembro de 2021, a decisão final de ambos os procedimentos constitucionais ainda está pendente.

Além disso, há uma Ação Direta de Inconstitucionalidade movida contra o Decreto Federal nº 9.355/18 (“Decreto Federal”) que visa a imediata suspensão de seus efeitos e uma declaração de inconstitucionalidade por supostamente desconsiderar o disposto nos artigos 28 a 84 da Lei nº 13.303/16 e os princípios da legalidade, moralidade, impessoalidade e eficiência (Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI -5942).



Em 19 de dezembro de 2018, uma liminar foi concedida para suspender a vigência do Decreto Federal e ordenar que sigamos as regras da Lei nº 13.303/16 em relação aos procedimentos para a cessão de direitos de exploração e produção no Brasil (“Decisão”). Em 11 de janeiro de 2019, o Presidente do Supremo Tribunal Federal concedeu liminar para suspender os efeitos da Decisão até o julgamento pelo plenário do tribunal, que ocorreu em sessões virtuais em outubro de 2020. O tribunal julgou a reivindicação infundada por uma decisão publicada no Diário Oficial da União em 8 de fevereiro de 2021.

Com relação ao TCU, todos os projetos incluídos em nossa carteira de desinvestimentos (excluindo parcerias e aquisições, sujeitas a outro conjunto de regras) seguem a metodologia considerada adequada pelo TCU no âmbito do procedimento administrativo TC-013.056/2016 -6. Nossa metodologia de processo de desinvestimento foi revisada e encaminhada ao TCU sob o procedimento administrativo TC-009.508/2019-8. A metodologia mais atualizada entrou em vigor em 12 de agosto de 2021.

Processos Trabalhistas

RMNR

Há uma série de processos judiciais relacionados à Remuneração Mínima por Nível e Regime (“RMNR”) com o objetivo de revisar seus critérios de cálculo.

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 em 2007 por meio negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovação em assembleias dos empregados sendo questionada apenas três anos após sua implantação. A questão em litígio é a de incluir acordos de trabalho adicionais e condições especiais de trabalho como um complemento à RMNR.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho (“TST”) decidiu contra nós e interpusemos um recurso contra sua decisão. O Supremo Tribunal Federal (“STF”) suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo TST e determinou a suspensão nacional dos processos em andamento relativos à RMNR.

Em 2021, o Ministro Relator do STF reconheceu a validade do acordo de negociação coletiva livremente celebrado entre nós e os sindicatos, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho. Foi interposto um recurso contra a decisão do Relator.

O julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos *amici curiae* contra a decisão do Ministro Relator está em trâmite na Primeira Turma do STF, formada por cinco Ministros. Até o momento, três Ministros deliberaram a nosso favor, um Ministro declarou-se suspeito e um Ministro pediu vistas. Portanto, o julgamento desse recurso ainda está pendente.

Taxa aplicável

Como vários juízes estavam considerando inconstitucional a aplicação da taxa referencial prevista na lei, a questão foi encaminhada ao STF. Em dezembro de 2020, o STF decidiu que, em litígios trabalhistas, a alíquota do IPCA-E deveria ser aplicada até a data em que o processo fosse iniciado, e a alíquota da SELIC deveria ser aplicada a partir da data em que o processo fosse iniciado. O efeito em nossas maiores provisões, incluindo provisões de RMNR, já é levado em consideração em nossos resultados.

Unificação de Campos

Iniciamos quatro arbitragens sob a administração da ICC, questionando 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). A arbitragem do Parque das Baleias foi encerrada por meio de acordo firmado pelas partes.



No caso da arbitragem de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o tribunal arbitral reconheceu sua competência para decidir sobre a unificação de tais campos. A ANP entrou com uma ação para anular a sentença arbitral e a Justiça Federal do Rio de Janeiro permitiu que a arbitragem continuasse até a audiência.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, uma liminar judicial a mantém suspensa. Apresentamos um recurso no Superior Tribunal de Justiça (“STJ”).

Além disso, o Consórcio BM-S-11, formado com a Shell e a Petrogal, no qual somos a operadora, contestou a decisão da ANP de unificar os campos de Tupi e Cernambi. A arbitragem permanece suspensa devido a uma liminar judicial. Atualmente, o Superior Tribunal de Justiça decidirá qual tribunal (estadual ou tribunal arbitral) deve decidir o mérito do caso.

Petros

Desde 2013, ações judiciais classificadas como “Ações Coletivas da Petros” foram propostas por sindicatos e associações relacionadas à Fundação Petrobrás de Seguridade Social (Petros), nas quais se requer o nosso pagamento de aporte diretamente ao plano de previdência, suspensão do plano de equacionamento, pagamento de majoração de benefícios aos participantes e beneficiários, pagamento de todas as insuficiências atuariais e financeiras do plano e de valor econômico estimado dos participantes na resolução dos déficits acumulados da entidade, com base em alegação de fraude e má gestão da Petros.

Também há ações ajuizadas pela Petros contra nós, pleiteando o pagamento de contribuições relativas a empregados reintegrados, pagamento de contribuições patronais decorrentes das majorações de benefícios concedidas judicialmente e pagamento de valores para recomposição da reserva matemática. Ajuizamos uma ação judicial contra a PETROS para obter o reembolso dos valores pagos por nós como consequência de decisões judiciais segundo as quais a PETROBRAS e a PETROS teriam responsabilidade solidária e também ajuizamos uma Ação de Exigir Contas devido a acordos (Convênio PETROBRAS x PETROS - 1984 e Convênio PETROBRAS x PETROS - 1986) assinados por nós e pela PETROS.

Não há decisões finais sobre os procedimentos referidos acima até a data deste relatório anual.

Distribuidoras de Gás Natural

Desde dezembro de 2021, fomos processados por algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas. Os pedidos nos processos 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 um grande aumento nos últimos meses de 2021, oferecemos às distribuidoras de gás natural propostas de novos contratos com preços alinhados ao mercado atual de gás natural. No entanto, algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas pretendem evitar os preços ajustados alegando que abusamos do nosso poder econômico. Em alguns casos, os juízes concederam a liminar para manter os preços dos contratos anteriores. Estamos buscando a reversão de tais decisões nos Tribunais Brasileiros. Além disso, como as partes haviam concordado em resolver as disputas por arbitragem, instauramos procedimentos arbitrais, que são todos confidenciais. Três casos foram resolvidos por meio de acordos firmados por nós e três distribuidoras de gás natural.

Ambiental

Desde 2000, somos parte em outra ação civil pública relacionada ao oleoduto OSPAR, relacionada à obrigação de indenizar os danos ambientais e supostos danos morais resultantes do acidente ambiental ocorrido no estado do Paraná, em 16 de julho de 2000. Em outubro de 2021, assinamos um acordo judicial para encerrar nossa obrigação de pagar os danos supramencionados. O acordo foi assinado com o Ministério Público Federal, o Ministério Público do Estado do Paraná, o Estado do Paraná, o Instituto Brasileiro do Meio



Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA"), o Instituto Ambiental do Estado do Paraná (Instituto Água e Terra - IAT) e o Município de Araucária. O pagamento do contrato foi concluído em julho de 2022. Os processos judiciais seguem apenas para discutir honorários advocatícios.

Também houve multas emitidas pelo Ibama em decorrência do vazamento do oleoduto OSPAR, no Paraná, em julho de 2000. Após o processo administrativo, houve um processo judicial, e a decisão atual foi desfavorável para nós. Apelamos e a decisão sobre nosso recurso aos Tribunais Superiores está pendente.

Para mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Processos Fiscais

Atualmente, somos parte de processos judiciais relacionados a reivindicações fiscais. Para mais informações sobre nossos processos fiscais relevantes, consulte a Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Tributário

Estratégia Tributária e Efeito dos Impostos no nosso Lucro

Em janeiro de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou uma Política Fiscal, em consonância com a melhoria contínua de nossa governança. A diretriz da Política Tributária visa cumprir a legislação tributária do Brasil e dos países onde operamos, definindo nossa estratégia com base na interpretação técnica das regras, normas e processos, alinhada com nossa gestão de risco empresarial e fiscal. Assumimos o compromisso de não deter participações societárias em jurisdições de baixa tributação, bem como de observar as regras de preços de transferência previstas no Brasil e nos países onde operamos, em relação a todas as transações com partes relacionadas ou não relacionadas, quando exigido por lei.

Para mais informações sobre nossa Política Fiscal, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ir. As informações disponíveis em nosso website não são e não deverão ser incorporadas por referência a este relatório anual.

Nossa estratégia tributária descreve o cumprimento das leis tributárias do Brasil e de outros países onde atuamos como uma corporação que influencia o ambiente socioeconômico do qual fazemos parte. Também buscamos atuar com as autoridades fiscais de maneira ética e transparente. Considerando que somos os maiores contribuintes do Brasil, nosso compromisso com as autoridades fiscais pode resultar em diversos efeitos sobre a arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, bem como sobre os impostos sobre a produção, de acordo com a ANP.

Estamos sujeitos ao imposto de renda à alíquota societária brasileira de 34%, composta por uma alíquota de 25% do imposto de renda e uma contribuição social à alíquota de 9%. Desde 2015, reconhecemos os resultados contábeis das nossas subsidiárias estrangeiras para fins de imposto de renda brasileiro com base nas tarifas societárias brasileiras estabelecidas pela Lei nº. 12.973/2014.

Seguimos as regras de preços de transferência em transações envolvendo partes relacionadas nos países em que realizamos nossas atividades.

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 principais encargos sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil no âmbito da ANP: (i) royalties, (ii) participação especial e (iii) bônus de retenção. Consulte “Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás” abaixo e “Fatores de Risco – 2.a) O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós” neste relatório anual. Esses encargos impostos pelo Governo Federal brasileiro estão incluídos no nosso custo de vendas.

As mudanças nas leis de imposto de renda corporativo em certos países que ocorreram em 2022 podem impactar nossas atividades e nossos resultados. Como referência, realizamos nossas atividades por meio da implementação do Pilar II em países-alvo que seguem as Diretrizes da OCDE (como EUA, Países Baixos e Espanha). No caso dos Estados Unidos, a lei *Inflation Reduction Act* de 2022 introduziu um imposto mínimo alternativo corporativo de 15% da “receita ajustada das demonstrações financeiras” em vigor para os exercícios iniciados em 2023. Tanto no Pilar II quanto no CAMT, os países estão buscando uma alíquota efetiva mínima de 15% sobre os lucros gerados. No Brasil, ressaltamos as recentes alterações na legislação de preços de transferência trazidas pela Medida Provisória nº 1.152, publicada em 29 de dezembro de 2022, que devem ser convertidas em Lei no prazo de 120 dias corridos a partir da data de publicação para entrar em vigor.

Para mais informações sobre nossa arrecadação divulgada em nosso Relatório Fiscal, acesse nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis no nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.



Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e sob nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção com a ANP, somos obrigados a pagar ao governo:

- Bônus de assinatura pagos na assinatura do contrato de concessão, que são baseados no valor da licitação vencedora, observados os bônus de assinatura mínimos publicados nos editais de licitação;
- Bônus de retenção anual para a ocupação ou retenção de áreas disponíveis para exploração e produção, a uma taxa estabelecida pela ANP nos editais de licitação pertinentes, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão
- Encargos de participação especial a uma alíquota que varia de zero a 40% da receita líquida proveniente da produção de campos que alcancem altos volumes de produção ou rentabilidade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação aplicável. A receita líquida é a receita bruta, com base nos preços de referência para petróleo bruto ou gás natural, estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e atos regulamentares da ANP, menos royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2022, pagamos a este governo para assumir 15 de nossos campos, nomeadamente, Barracuda, Jubarte, Leste do Urucu, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Tartaruga Verde, Albacora Leste, Tupi e Berbigão; e
- Royalties a serem estabelecidos nos contratos de concessão sob uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta de produção com base nos preços de referência do petróleo bruto ou gás natural estabelecidos em seus atos normativos. Ao estabelecer as taxas de royalties nos contratos de concessão, a ANP também considera os riscos geológicos e os níveis de produtividade esperados para cada concessão. A maior parte da nossa produção de petróleo bruto está atualmente paga à taxa máxima de royalties.

A Lei nº 9.478/1997 também exige que as concessionárias de campos *onshore* paguem ao proprietário do terreno uma taxa de participação que varia entre 0,5% e 1,0% das receitas de vendas derivadas da produção do campo.

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

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

Esse regime prevê a continuação da isenção fiscal total sobre bens importados com permanência temporária no Brasil, conforme previamente estabelecido pelo antigo Repetro (regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados à exploração e produção de reservas de petróleo e gás natural), e acrescenta essa isenção aos bens mantidos permanentemente no Brasil. Esse benefício possibilitou a migração de todos os bens adquiridos no antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Em 2018, começamos a transferir a propriedade de ativos de petróleo e gás sob esse regime de nossas subsidiárias estrangeiras para nossa controladora e as *joint ventures* (consórcios) no Brasil. A transferência foi concluída em 2020.

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



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

Tributação referente às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes do imposto de renda federal brasileiro e dos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um titular. Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária além do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo é baseado 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 no 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 em particular, incluindo considerações fiscais que surjam de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores ou regras que os investidores geralmente devem conhecer. Os potenciais compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Não há tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos realizaram discussões que podem culminar em um tratado desse tipo. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como isso afetará os titulares de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs dos EUA.

Considerações Tributárias Brasileiras

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais relevantes no Brasil da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um titular que não seja considerado domiciliado no Brasil, para fins de tributação brasileira, também chamado um titular não brasileiro.

De acordo com a legislação brasileira, os investidores (titulares não brasileiros) podem investir nas ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 ou da Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam cumpridos. 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 regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear ao menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados ao seu investimento estrangeiro (como registro e manutenção de registros atualizados de todas as transações no 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.



Em 1º de outubro de 2020, a Resolução CMN nº 4.852 alterou a Resolução nº 4.373, permitindo à CVM isentar os investidores individuais não residentes da obrigação de obter o registro na CVM.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros nos termos da Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários está restrita às transações realizadas nas bolsas de valores ou mercados de balcão organizados autorizados pela CVM.

Tributação de Dividendos

De modo geral, os dividendos pagos por nós, incluindo dividendos de ações e outros dividendos pagos em bens ao Depositário, em relação às ADSs, ou a um titular não brasileiro, em relação às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte no Brasil, na medida em que tais valores estejam relacionados aos lucros gerados após 1º de janeiro de 1996.

Devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo titulares não brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos a pagar a eles, atualizados pela taxa SELIC, a partir do fim de cada exercício até a data do pagamento efetivo desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados receita de rendimento fixo e estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte a alíquotas variáveis, dependendo da duração do período de incidência de juros. A alíquota do imposto para pagamentos realizados a beneficiários residentes ou domiciliados no Brasil varia de 15%, no caso de juros acumulados por um período superior a 720 dias, 17,5% no caso de juros acumulados por um período entre 361 e 720 dias, 20% no caso dos juros acumulados por um período entre 181 e 360 dias, e 22,5%, no caso dos juros acumulados por um período até 180 dias. No entanto, quando o beneficiário é um titular não brasileiro, de acordo com o Resolução da CVM N° 4.373, a alíquota do imposto de renda retido na fonte aplicável sobre os juros é de 15%, exceto quando o beneficiário é residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não impõe imposto de renda ou o impõe sob uma alíquota de imposto de renda máxima inferior a 17% (uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permita o acesso a informações relacionadas à composição acionária de pessoas jurídicas, à titularidade ou à identidade do beneficiário efetivo dos rendimentos atribuídos aos acionistas (a Regra da Não Transparência), quando a alíquota do imposto de renda retido na fonte aplicável for de 25%. Consulte “Tributário – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” 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, residentes ou não no Brasil, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte brasileiro à alíquota de 15% no momento em que registramos tal passivo, independentemente de o pagamento efetivo ser feito naquele momento. Consulte “Informações aos Acionistas – Dividendos – Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras, as jurisdições às quais a Regra de Não Transparência se aplica), a alíquota do imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “Tributário – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual. O pagamento de juros com relação à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC aplicável aos pagamentos de dividendos aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre capital próprio. Nosso Conselho de Administração determina se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre capital próprio ou na forma de dividendos no momento em que as distribuições devem ser feitas. Não podemos determinar como o nosso Conselho de Administração fará essas determinações em relação a futuras distribuições.



Tributação de Ganhos

Para fins da tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de titulares não brasileiros devem ser considerados: (i) titulares não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ações ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham se registrado perante o Banco Central do Brasil e a CVM de acordo com a Resolução CMN nº 4.373; e (ii) qualquer outro titular não brasileiro, incluindo titulares não brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução CMN nº 4.373 (incluindo registro sob a Lei nº 4.131/1962) e que sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero. Consulte “Tributário – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual.

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por titulares não brasileiros, sejam ou não para outros não residentes e sejam feitos fora ou dentro do Brasil, podem estar sujeitos à tributação no Brasil. Com relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, por serem 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 os fins desta lei, mas ainda não há pronúncia 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 sustentar o contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs pode 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 fundamentos para sustentar que tal tributação não é aplicável em relação a titulares não brasileiros registrados de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada originadora de um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que no recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o titular não brasileiro cumpra o procedimento de registro no Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em “Capital Registrado”.

Os ganhos de capital realizados por um titular não brasileiro em uma venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizadas em uma bolsa de valores brasileira (o que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) são:

- isentos 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 Zero;
- sujeitos a imposto de renda à alíquota de 25%, nos casos de ganhos realizados por titular não brasileiro residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero ou jurisdição à qual a Regra de Não Transparência seja aplicável. Neste caso, incide sobre a operação um imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% do valor de venda, podendo ser compensado com o eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital; ou
- em todos os demais casos, inclusive no caso de ganhos de capital realizados por titular não brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, sujeitos ao imposto de renda nas seguintes alíquotas progressivas: 15% que não ultrapassam 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. Nesses casos, incide sobre a operação um imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% do valor de venda, podendo ser compensado com o eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital.



Quaisquer ganhos de capital realizados em uma alienação de ações preferenciais ou ordinárias ocorrida fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos ao imposto de renda nas alíquotas acima no caso de ganhos realizados por um titular não brasileiro que seja domiciliado ou residente em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero ou uma jurisdição à qual se aplica a Regra de Não Transparência. Neste último caso, para os ganhos de capital relacionados às transações realizadas no mercado de balcão brasileiro não organizado com intermediação, o imposto de renda retido na fonte de 0,005% também se aplicará e pode ser compensado com o eventual imposto de renda devido no ganho de capital.

No caso de um resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, ou uma redução de capital realizada por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo titular não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizada no mercado de bolsa de valores brasileiro e, portanto, está de modo geral sujeito às taxas acima. Consulte “Tributário – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual.

Qualquer exercício de direito de preferência relacionado às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. Qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência estará sujeito à tributação da renda brasileira de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Nenhuma garantia pode ser feita de que o tratamento preferencial atual dos titulares não brasileiros de ADSs e de alguns titulares não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução CMN nº 4.373 continuará sendo aplicado no futuro.

Regras Adicionais referentes à Tributação de Ganhos

Em 16 de março de 2016, o Governo Federal brasileiro converteu a Medida Provisória nº 692 na Lei nº 13.259, que estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis aos ganhos de capital derivados da alienação de ativos por pessoas físicas brasileiras. A Lei nº 13.259 prevê novas alíquotas que variam de 15% a 22,5% dependendo do valor do ganho reconhecido pela pessoa física brasileira, conforme segue: (i) 15% sobre ganhos não superiores a R\$5 milhões; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedam R\$5 milhões e não excedam R\$10 milhões; (iii) 20% sobre ganhos que excedam R\$10 milhões e não excedam R\$30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos que excedam R\$30 milhões. De acordo com o 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 permaneçam sujeitos à aplicação de regras específicas).

Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, exceto por circunstâncias limitadas prescritas, os rendimentos derivados de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero estarão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte à alíquota de 25%. Uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero geralmente é considerada um país ou outra jurisdição que não impõe imposto de renda algum ou que impõe tal imposto a uma alíquota máxima inferior a 17%. Sob certas circunstâncias, a Regra de Não Transparência também é levada em consideração para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de regime fiscal privilegiado, que é definido como um regime fiscal que (i) não tributa a renda ou tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a pessoas jurídicas ou físicas não residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica substancial no país ou em outra jurisdição ou (b) dependente do não exercício de uma atividade econômica substancial no país ou em outra jurisdição; (iii) não tributa ou tributa a renda de fonte estrangeira a uma alíquota máxima inferior a 17%; ou



(iv) não fornece acesso a informações relacionadas à composição acionária, à propriedade de ativos e a direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o conceito de regime fiscal privilegiado se aplicará exclusivamente para fins das regras de preços de transferência em transações de exportação e importação, dedutibilidade para imposto de renda corporativo brasileiro e as regras de capitalização fina e, portanto, geralmente não teria impacto na tributação de um titular não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido aqui. No entanto, não podemos determinar se o conceito de regime fiscal privilegiado também se aplicará no contexto das regras aplicáveis às Jurisdições de Tributação Baixa ou Zero, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com nossa posição, tendo em vista as disposições do Manual do Imposto Sobre a Renda Retido na Fonte (MAFON – 2022), emitido pela Receita Federal do Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio (IOF/Câmbio)

A legislação brasileira impõe o IOF/Câmbio sobre a conversão de reais em moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira em reais. Atualmente, para a maioria das transações de câmbio de moeda estrangeira, a alíquota de IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as operações de câmbio relacionadas a entradas de recursos para o Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiro e de capitais brasileiros estão geralmente sujeitas a IOF/Câmbio a uma alíquota de 0%. As operações de câmbio relacionadas às saídas de receitas do Brasil em relação a investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiro e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Câmbio a uma alíquota de 0%. Essa alíquota de 0% é aplicável aos pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, como investimentos feitos por um titular não brasileiro, conforme descrito na Resolução CMN nº 4.373. As autoridades fiscais brasileiras podem aumentar tais alíquotas a qualquer momento, até 25% do valor da operação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Transações com Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A legislação tributária brasileira impõe IOF/Títulos sobre operações envolvendo ações, títulos e outros valores mobiliários, inclusive aqueles realizados em bolsa de valores brasileira. Atualmente, a alíquota de IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias é zero. No entanto, as autoridades fiscais brasileiras podem aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, mas esse aumento não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre transferência de ações negociadas na Bolsa de Valores do Brasil, que tem o objetivo específico de respaldar a emissão de certificados de depósito negociados no exterior, foi reduzido de 1,5% para zero em 24 de dezembro de 2013.

Outros Impostos Brasileiros

Não há impostos brasileiros de herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um titular não brasileiro, exceto impostos de doação e herança que são cobrados por determinados estados do Brasil sobre doações realizadas ou heranças concedidas por um titular não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas nos estados do Brasil. Não há impostos brasileiros de selo, emissão, registro ou impostos ou taxas similares devidos por titulares de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detidas por um titular não brasileiro que obtiver registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário que representar tal titular, é



elegível para registro no Banco Central do Brasil; e tal registro possibilita a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida na taxa do mercado comercial, adquirida com a receita das distribuições e valores realizados com relação à alienação de tais ações preferenciais ou ordinárias. O capital registrado para cada ação preferencial ou ordinária adquirida como parte da oferta internacional, ou adquirida no Brasil após a data deste documento, e depositada com o depositário, será igual ao seu preço de compra (em dólares americanos). O capital registrado para uma ação preferencial ou ordinária, que é retirada mediante a entrega de uma ADS, será o equivalente em dólares americanos:

- ao preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira na qual o maior volume de tais ações foi negociado no dia da retirada; ou
- se nenhuma ação preferencial ou ordinária foi negociada nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias foi negociado nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares dos EUA do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas de mercado comercial de dólar dos EUA/real, cotadas pelo sistema de informações do Banco Central do Brasil em tal data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado de acordo com a segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias cotadas verificadas nos mesmos 15 pregões anteriores, conforme descrito acima).

Um titular não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias pode estar sujeito a atrasos na efetivação de tal registro, o que, por sua vez, pode atrasar as remessas para o exterior. Esse atraso pode afetar adversamente o valor, em dólares americanos, recebido pelo titular não brasileiro. Consulte "Riscos – Fatores de Risco – Riscos de Ações e Títulos de Dívida" neste relatório anual.

Considerações sobre o Imposto de Renda Federal dos EUA

Este resumo descreve as consequências materiais do imposto de renda federal dos EUA, que podem ser relevantes para um Titular dos EUA (conforme definido abaixo), da propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo é baseado no *U.S. Internal Revenue Code* de 1986, conforme alterado (o "Código"), sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos Estados Unidos promulgados abaixo, decisões publicadas pelo *U.S. Internal Revenue Service* (IRS) e decisões judiciais, todos em vigor na data deste documento, e todos os quais estão sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que possam ser relevantes para a decisão de deter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs. Este resumo se aplica apenas aos compradores de ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs que detêm as ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como "ativos de capital" (geralmente, bens mantidos para investimento), e não se aplica a classes especiais de titulares, como negociantes ou comerciantes em valores mobiliários ou moedas, titulares cuja moeda funcional não seja o dólar americano, titulares de 10% ou mais de nossas ações, medidos pelo poder de voto ou valor (considerando as ações detidas diretamente ou por meio de acordos de depósito), organizações isentas de impostos, sociedades ou seus sócios, instituições financeiras, seguradoras de vida, titulares responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, corretores de valores mobiliários que optam por contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs em uma base de marcação a mercado, pessoas que celebram um contrato construtivo transação de venda com relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, pessoas titulares de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de *hedge* ou como parte de um *straddle* ou transação de conversão, ou pessoas físicas estrangeiras não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um exercício. 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 heranças e doações dos EUA ou o imposto *Medicare* sobre receita líquida de investimento.

CADA TITULAR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS



ALÉM DAS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA AQUI REFERIDAS, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

As ações de nossas ações preferenciais serão tratadas como patrimônio líquido para fins de imposto de renda federal dos EUA. Em geral, um titular de um ADS será tratado como o titular das ações ordinárias ou preferenciais representadas por esses ADSs para os fins de imposto de renda federal dos EUA, e nenhum ganho ou perda será reconhecido se você trocar ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais representadas por esses ADSs.

Nessa discussão, as referências a ADSs correspondem às ADSs com relação a ações ordinárias e preferenciais, e as referências a um "Titular dos EUA" correspondem a um titular de uma ação ordinária ou preferencial ou ADSs que seja:

- uma pessoa que é cidadã ou residente dos Estados Unidos;
- uma empresa constituída sob as leis dos Estados Unidos, sob qualquer estado do mesmo, ou sob o Distrito de Columbia; ou
- de outra forma sujeito à tributação de renda federal dos EUA em uma base líquida com relação à ação ou às ADSs.

Tributação de Distribuições

Um Titular dos EUA reconhecerá a receita de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal dos EUA em um montante igual ao montante de qualquer dinheiro e o valor de qualquer bem que distribuímos como dividendo na medida em que tal distribuição seja paga de nossos ganhos e lucros atuais ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos EUA, quando tal distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo Titular dos EUA, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. O montante de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre capital próprio e o montante do imposto brasileiro retido sobre o montante distribuído, e o montante de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio vigente para conversão de reais em dólares americanos na data em que a distribuição for recebida pelo depositário, no caso das ADSs, ou por um Titular dos EUA, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso das ADSs, ou o Titular dos EUA, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares americanos na data em que os receber, é possível que o Titular dos EUA reconheça perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário de fonte dos EUA, quando os reais forem convertidos em dólares americanos. Os dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida às empresas de acordo com o Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e de *hedge*, o montante em dólares americanos dos dividendos recebidos por um Titular dos EUA não corporativo com relação às ADSs geralmente estará sujeito a tributação a alíquotas preferenciais se os dividendos forem "dividendos qualificados". 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 fomos, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não formos, no ano em que o dividendo é pago, uma "empresa de investimento estrangeiro passivo" (uma PFIC), conforme definido para fins de imposto de renda federal dos EUA. As ADSs estão listadas na NYSE e se qualificarão como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que estejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados relevantes do mercado e dos acionistas, acreditamos que não devemos ser tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal dos EUA com relação aos exercícios de 2022 ou 2021. 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 de 2023. Com base nas orientações



existentes, não está claro se os dividendos recebidos em relação às ações serão tratados como dividendos qualificados porque as ações não estão listadas em uma bolsa de valores dos EUA. Os titulares dos EUA de nossas ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade da alíquota reduzida do imposto sobre dividendos conforme suas circunstâncias particulares.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte brasileiro sobre dividendos com relação às ações ou ADSs que é pago sob a alíquota apropriada aplicável ao Titular dos EUA pode ser elegível para crédito em relação ao passivo de imposto de renda federal dos EUA desse Titular dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem novos requisitos recentemente adotados pelo IRS e qualquer imposto brasileiro precisará satisfazer esses requisitos a fim de ser elegível para ser um imposto creditável para um Titular dos EUA. A aplicação desses requisitos ao imposto brasileiro sobre dividendos é incerta e não determinamos se esses requisitos foram atendidos. Se o imposto sobre dividendos brasileiro não for um imposto creditável ou o Titular dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no mesmo exercício, o Titular dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo do lucro tributável do Titular dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. As distribuições de dividendos constituirão receita de fontes sem os Estados Unidos e, para os Titulares dos EUA que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, geralmente constituirão "receita de categoria passiva" para fins de crédito fiscal estrangeiro.

A disponibilidade e o cálculo de créditos fiscais estrangeiros e deduções para impostos estrangeiros dependem das circunstâncias particulares de um Titular dos EUA e envolvem a aplicação de regras complexas a essas circunstâncias. Os Titulares dos EUA devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a aplicação dessas regras a suas situações particulares.

Os titulares de ADSs que sejam empresas estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (titulares não americanos) geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo imposto retido na fonte, sobre distribuições com relação a ações ou ADSs que são tratadas como receita de dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tais dividendos estejam efetivamente conectados à conduta do titular de um comércio ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Após a venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, o Titular dos EUA geralmente reconhecerá o ganho ou perda de capital de origem dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual à diferença entre o montante realizado na alienação e a base tributária do Titular dos EUA em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será ganho ou perda de capital a longo prazo se as ações ou ADSs tiverem sido mantidas por mais de um ano. Titulares de ações ou ADSs não corporativos dos EUA podem ser elegíveis para uma taxa 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.

De acordo com os novos requisitos de crédito fiscal estrangeiro recém-adotados pelo IRS, qualquer imposto brasileiro sobre a venda ou outra alienação de nossas ações ou ADSs geralmente não será tratado como um imposto creditável para fins de crédito fiscal estrangeiro dos EUA. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um titular dos EUA, o imposto reduziria o montante realizado na venda ou outra alienação das ações, mesmo que o titular dos EUA tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. Os Titulares dos EUA devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a uma venda ou outra alienação das ações e qualquer imposto brasileiro sobre tal venda ou alienação.

Apresentação de Informações e Retenção de Segurança

O pagamento de dividendos e as receitas da venda ou outra alienação das ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um Titular dos EUA nos Estados Unidos (ou por meio de certos intermediários financeiros relacionados aos EUA) geralmente estarão sujeitos a apresentações de informações e podem estar sujeitos



a “retenção de segurança”, a menos que o Titular dos EUA (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça oportunamente um número de identificação do contribuinte e certifique que nenhuma perda de isenção de retenção de segurança ocorreu e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção de segurança. A retenção de segurança não é um imposto adicional. O montante de qualquer retenção de segurança coletada de um pagamento a um Titular dos EUA será permitido como crédito para o passivo de imposto de renda federal dos EUA do Titular dos EUA e poderá dar direito ao Titular dos EUA a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os Titulares dos EUA devem consultar seus próprios consultores tributários sobre quaisquer requisitos adicionais de apresentação que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação de nossas ADSs, ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um Titular não americano geralmente estará isento desses requisitos de apresentação de informações e retenção de segurança, mas pode ser obrigado a cumprir certos procedimentos de certificação e identificação para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos Titulares dos EUA que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com valor agregado superior a US\$50.000 no último dia do exercício ou US\$75.000 a qualquer momento durante o exercício são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações juntamente com suas declarações fiscais, atualmente no Formulário 8938, em relação a tais ativos. “Ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira fora dos EUA, bem como valores mobiliários emitidos por um emissor fora dos EUA (que incluiriam nossas ações ordinárias e preferenciais e ADSs) que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de declaração mais elevados são aplicáveis a certas pessoas físicas que vivem no estrangeiro e a certas pessoas físicas casadas. As regulamentações estendem esse requisito de declaração a certas entidades tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados com base em certos critérios objetivos. Os Titulares dos EUA que não declararem as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, a prescrição para a liquidação do imposto seria suspensa, total ou parcialmente. Os potenciais investidores devem consultar os seus próprios consultores tributários sobre a aplicação destas regras ao seu investimento, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

Tributação referentes às Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes do imposto de renda federal brasileiro, neerlandês, da União Europeia e dos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação dos títulos de dívida da PGF (as “notas”). Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária além dos Países Baixos, do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo é baseado 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 em particular, incluindo considerações fiscais que surjam de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores ou regras que os investidores geralmente devem conhecer. Os potenciais compradores de notas devem consultar os seus próprios consultores tributários sobre as consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação das notas.

Não há um tratado fiscal para evitar a dupla tributação entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos realizaram discussões que podem culminar em um



tratado desse tipo. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como isso afetará os titulares americanos de notas.

Tributação Neerlandesa

A seguir, há um resumo geral de certas consequências fiscais neerlandesas relevantes para os titulares das notas que não são residentes nem considerados residentes dos Países Baixos em relação à aquisição, propriedade e alienação de notas em uma empresa neerlandesa. Este resumo não pretende descrever todas as possíveis considerações ou consequências fiscais neerlandesas que possam ser relevantes para um titular ou potencial titular das notas e não pretende abordar as consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, algumas das quais (como *trusts* ou acordos semelhantes) podem estar sujeitas a regras especiais. Em função da sua natureza geral, este resumo geral deve ser tratado com a devida precaução.

Este resumo é baseado nas leis tributárias dos Países Baixos, regulamentações publicadas e jurisprudência autorizada publicada, todas em vigor na data deste documento, incluindo as alíquotas aplicáveis na data deste documento, e todas sujeitas a alterações ou interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Qualquer alteração pode invalidar o conteúdo desta seção, que não será atualizada para refletir tal alteração. Quando o texto se refere a “Países Baixos” ou “Neerlandês”, refere-se apenas à parte do Reino dos Países Baixos localizada na Europa. Além disso, o resumo baseia-se na premissa de que as notas emitidas pela PGF não se qualificam como patrimônio líquido da para fins fiscais neerlandeses.

Para fins fiscais neerlandeses, um titular de notas pode incluir, sem limitações:

- um proprietário de uma ou mais notas que, além do título de tais notas, tenha participação econômica em tais notas;
- uma pessoa física ou jurídica que detenha a totalidade da participação econômica em uma ou mais notas;
- uma pessoa física ou jurídica que detenha uma participação em uma pessoa jurídica, como uma parceria ou um fundo mútuo, que seja transparente para os fins fiscais neerlandeses, cujos ativos compreendam uma ou mais notas; e
- uma pessoa física ou jurídica que não tenha o título legal das notas, mas a quem as notas são atribuídas com base na detenção por tal pessoa física ou jurídica de uma participação benéfica nas notas ou com base em disposições estatutárias específicas, incluindo disposições estatutárias sob as quais as notas são atribuídas a uma pessoa física que seja ou tenha direta ou indiretamente herdado as notas de uma pessoa que era, o instituidor, cedente ou originador semelhante de um *trust*, fundação ou pessoa jurídica semelhante que detém as notas.

A discussão abaixo é incluída apenas para fins de informação geral e não se trata de um aconselhamento fiscal neerlandês ou uma descrição completa de todas as consequências fiscais neerlandesas relacionadas à aquisição, detenção e alienação das notas. Os titulares ou potenciais titulares de notas devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais neerlandesas da compra, incluindo, sem limitações, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outra disposição de notas ou cupons, sob suas circunstâncias particulares.



Imposto Retido na Fonte

Todos os pagamentos de juros e principal feitos por ou em nome da PGF sob as notas aos titulares de notas podem ser feitos sem retenção ou dedução de, por ou na conta de quaisquer impostos de qualquer natureza aplicados, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou por qualquer subdivisão política ou autoridade tributária pertinente, com a exceção de que o imposto retido na fonte neerlandês a uma alíquota de 25,8% (alíquota para 2022 e 2023) pode ser aplicado com relação aos pagamentos de juros feitos ou considerados feitos por ou em nome da PGF, se tais pagamentos forem feitos ou considerados como feitos a uma entidade relacionada (*gelieerd*) à PGF (na acepção da Lei Neerlandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, a *Wet Bronbelasting 2021*; ver abaixo), quando tal entidade relacionada:

- for considerada residente (*gevestigd*) em uma jurisdição listada no regulamento neerlandês 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
- tiver um estabelecimento estável localizado em uma Jurisdição Listada à qual o pagamento de juros é atribuível; ou
- tiver direito ao pagamento de juros com o objetivo principal ou um dos principais objetivos de evitar a tributação de outra pessoa física ou jurídica e existir um acordo ou uma transação artificial ou uma série de acordos ou transações artificiais; ou
- não for considerada o destinatário da participação na sua jurisdição de residência porque essa jurisdição trata outra entidade como o destinatário da participação (um desajuste híbrido); ou
- não for residente em jurisdição alguma (também um desajuste híbrido); ou
- for um híbrido reverso (nos termos do artigo 2(12) da Lei Neerlandesa de Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas; *Wet op de vennootschapsbelasting 1969*), se e na medida em que (x) houver um participante no híbrido reverso detentor de uma Participação Qualificável no híbrido reverso, (y) a jurisdição de residência do participante detentor da Participação Qualificável no híbrido reverso considerar o híbrido reverso transparente para efeitos fiscais e (z) tal participante estiver sujeito à retenção na fonte neerlandesa em relação aos pagamentos de juros sem a interposição do híbrido reverso,
- tudo dentro da acepção da Lei Neerlandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021.

Entidade relacionada

Para os fins da Lei Neerlandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, uma entidade é considerada uma entidade relacionada em relação à PGF quando:

- tal entidade tem uma Participação Qualificável (conforme definição abaixo) na PGF; ou
- a PGF tem uma Participação Qualificável em tal entidade; ou
- um terceiro tem uma Participação Qualificável na PGF e em tal entidade.

O termo "Participação Qualificável" significa uma participação direta ou indireta – por uma entidade individualmente ou em conjunto, quando uma entidade fizer parte de um grupo colaborador (*samenwerkende groep*) – que possibilita que essa entidade ou esse grupo colaborador exerça uma influência definitiva sobre as decisões de outra entidade, como as decisões da PGF, e possibilita que ela determine as atividades da outra entidade (na acepção da jurisprudência do Tribunal de Justiça Europeu sobre o direito à liberdade de estabelecimento (*vrijheid van vestiging*)).



Impostos sobre Renda e Ganhos de Capital

Observe que o resumo desta seção não descreve as considerações fiscais neerlandesas para:

- titulares das notas quando tais titulares, e no caso de uma pessoa física, seu cônjuge ou alguns de seus parentes por sangue ou casamento na linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem uma participação substancial (*aanmerkelijk belang*) ou participação considerada substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF sob a Lei Neerlandesa de Imposto de Renda de 2001 (*Wet inkomstenbelasting 2001*). De modo geral, um titular de notas tem uma participação substancial na PGF quando tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de uma pessoa física, sozinha ou junto com certos parentes) (i) a propriedade de, um direito de adquirir a propriedade de, ou certos direitos sobre, ações representando 5% ou mais do capital total emitido e em circulação da PGF ou o capital emitido e em circulação de qualquer classe de ações da PGF, ou (ii) a propriedade de, ou certos direitos sobre, certificados de participação nos lucros (*winstbewijzen*) que se relacionam em 5% ou mais do lucro anual ou da receita da liquidação da PGF. Uma participação considerada substancial pode surgir quando uma participação substancial (ou parte dela) tiver sido alienada, ou for considerada como tendo sido alienada, sem reconhecimento;
- fundos de pensões, instituições de investimento (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de investimento isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (na acepção da Lei Neerlandesa de Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*)) e outras entidades que, inteira ou parcialmente, não estão sujeitos a ou isentos do imposto de renda de pessoas jurídicas neerlandês; e
- titulares de notas que são pessoas físicas e para quem as notas ou qualquer benefício derivado das notas são uma remuneração ou considerada uma remuneração por atividades realizadas por tais titulares ou certas pessoas físicas relacionadas a tais titulares (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Neerlandesa de 2001).

Um titular de notas não estará sujeito a quaisquer impostos neerlandeses de renda ou sobre ganhos de capital em relação às notas, incluindo tal imposto sobre qualquer pagamento nos termos das notas ou em relação a qualquer ganho realizado na alienação, alienação considerada, resgate ou troca das notas, desde que:

- tal titular não seja residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- tal titular não tenha, e não seja considerado como tendo, uma empresa ou uma participação em uma empresa (conforme definido na Lei Neerlandesa de Imposto de Renda de 2001 e na Lei Neerlandesa de Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas de 1969, conforme aplicável) que, inteira ou parcialmente, seja efetivamente administrada nos Países Baixos ou conduzida por meio de um estabelecimento (considerado) permanente (*vaste inrichting*) ou um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e à qual empresa as notas são atribuíveis;
- se tal titular for uma pessoa física, tais rendimentos ou ganhos de capital não formem “benefícios de atividades diversas nos Países Baixos” (*resultaat uit overige werkzaamheden in Nederland*), incluindo, sem limitações, atividades nos Países Baixos com relação às notas que excedem a “gestão normal de ativos” (*normaal, actief vermogensbeheer*);
- se esse titular for uma pessoa jurídica, o titular não tenha direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem a um codireito ao patrimônio líquido de uma empresa, que seja gerida de forma eficaz nos Países Baixos, exceto por meio de valores mobiliários, e à qual as notas são atribuíveis; e
- se esse titular for uma pessoa física, o titular não tenha direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem que seja gerida de forma eficaz nos Países Baixos, exceto por meio de valores mobiliários, e à qual as notas são atribuíveis.



Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas pela execução, entrega ou pelo cumprimento de seus direitos e obrigações relacionados às notas, à emissão das notas ou ao cumprimento pela PGF de suas obrigações sob as notas.

Impostos sobre Doações e Heranças

Nenhum imposto sobre doação ou herança será cobrado nos Países Baixos quanto a uma aquisição ou aquisição considerada de notas por meio de uma doação por, ou no falecimento de, um titular de notas que não seja residente nem considerado residente nos Países Baixos mediante as disposições relevantes, a menos que:

- no caso de uma doação das notas em condição suspensiva por uma pessoa física que, na data da doação, não era residente nem considerada residente nos Países Baixos, quando tal pessoa física é residente ou considerada residente nos Países Baixos na data (i) do cumprimento da condição ou (ii) em seu falecimento, e se a condição da doação for cumprida após a data de seu falecimento; ou
- no caso de uma doação de notas por uma pessoa física que, na data da doação ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, na data do cumprimento da condição, não tenha sido residente nem considerada residente nos Países Baixos, quando tal pessoa física falecer dentro de 180 dias após a data da doação ou do cumprimento da condição, enquanto residente ou considerada residente nos Países Baixos.

Para os fins dos impostos neerlandeses sobre doação e herança, entre outros, uma pessoa que tenha a nacionalidade neerlandesa será considerada residente nos Países Baixos caso tal pessoa tenha residido nos Países Baixos em qualquer período durante os dez anos anteriores à data da doação ou do falecimento. Além disso, para os fins de imposto neerlandês sobre doações, entre outros, uma pessoa que não tenha nacionalidade neerlandesa será considerada residente nos Países Baixos quando tiver residido nos Países Baixos a qualquer momento durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto sobre Valor Agregado (IVA)

Nenhum IVA neerlandês será pago por um titular das notas em relação a qualquer pagamento em contraprestação pela emissão das notas ou com relação a qualquer pagamento pela PGF de principal, juros ou prêmio (se houver) nas notas.

Outros Impostos e Encargos

Nenhum outro imposto de registro neerlandês, ou quaisquer outros impostos semelhantes de natureza documental, como imposto de capital ou imposto de selo, será pago 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 relacionadas a um investimento nas notas por um não residente no Brasil. A discussão é baseada nas leis tributárias do Brasil, em vigor na data deste documento, e está sujeita a qualquer alteração na legislação brasileira que possa entrar em vigor após essa data. As informações apresentadas a seguir destinam-se a ser apenas uma discussão geral e não abordam todas as consequências possíveis relacionadas a um investimento nas notas.

OS INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS CONSULTORES TRIBUTÁRIOS QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DE NOTAS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÕES, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, DO RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU DOS CUPONS.



Geralmente, uma pessoa física, jurídica, *trust* ou organização domiciliada, para fins tributários, fora do Brasil, ou um "não residente", é tributada no Brasil apenas quando a receita é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação que origina tais rendimentos envolve ativos no Brasil. Portanto, quaisquer ganhos ou juros (incluindo desconto de emissão original), taxas, comissões, despesas e qualquer outra receita paga pela PGF em relação às notas por ela emitidas em favor de titulares não residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Juros, taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas devidas por nós como garantidores residentes no Brasil a um não residente estão geralmente sujeitos ao imposto de renda retido na fonte. A alíquota do imposto de renda retido na fonte com relação aos pagamentos de juros é, geralmente (no caso de rendimentos fixos - Consulte "Tributação de Dividendos"), 15%, a menos que (i) o titular de notas seja residente de ou domiciliado em uma "jurisdição de paraíso fiscal" (considerado um país ou uma jurisdição que não impõe imposto de renda algum ou que impõe esse imposto a uma alíquota efetiva máxima inferior a 17%, ou onde a legislação local impõe restrições sobre a divulgação da identidade dos acionistas, a propriedade dos investimentos, ou o beneficiário final dos rendimentos distribuídos ao não residente - "jurisdição de paraíso fiscal"), caso no qual a alíquota aplicável é de 25%, ou (ii) qualquer outra alíquota mais baixa prevista em um tratado fiscal aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário está domiciliado. Caso o garantidor seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o valor principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderão tentar cobrar o imposto de renda retido na fonte na alíquota de até 25%, conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não preveja uma regra tributária específica para esses casos e não haja posição oficial das autoridades fiscais ou precedentes do tribunal brasileiro com relação à questão, acreditamos que a remessa de fundos por nós como garantidores do pagamento do valor principal das notas não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, pois, o simples fato do garantidor estar realizando o pagamento não converte a natureza do valor principal devido sob as notas em receita do beneficiário.

Se os pagamentos relacionados às notas forem realizados por nós, conforme previsto nas garantias, os titulares não residentes serão indenizados de forma que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis cobrados por retenção, dedução ou de outra forma, com relação ao valor principal, juros e valores adicionais a pagar quanto às notas (mais quaisquer juros e multas sobre eles), um titular não residente receberá um montante igual ao montante que tal titular não residente teria recebido, como se não houvesse tais impostos brasileiros (mais juros e respectivas multas) retidos. O devedor brasileiro, sujeito a determinadas exceções, pagará montantes adicionais em relação a tal retenção ou dedução para que o titular não residente receba o montante líquido devido.

Os ganhos na venda ou outra alienação das notas feitas fora do Brasil por um não residente, que não seja uma filial ou subsidiária de um residente brasileiro, para outro não residente não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos realizados do Brasil estão sujeitos ao imposto sobre transações de câmbio (IOF/Câmbio), que incide sobre a conversão de moeda brasileira em moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira em moeda brasileira, a uma alíquota taxa geral de 0,38%. Outras alíquotas de IOF/Câmbio podem ser aplicadas a transações específicas. Em qualquer caso, o Governo Federal brasileiro poderá aumentar, a qualquer momento, essa alíquota para até 25%, mas apenas com relação a transações futuras.

Geralmente, não há impostos sobre herança, doação, sucessão, selo ou outros impostos semelhantes no Brasil quanto à propriedade, transferência, cessão ou qualquer outra disposição das notas por um não residente, exceto impostos de doação e herança cobrados por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados de pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas nem residentes no Brasil, a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados.



Imposto de Renda Federal dos EUA

O resumo a seguir estabelece considerações importantes sobre o imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser relevantes para um titular de uma nota que seja, para fins de renda federal dos EUA, um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou de uma empresa nacional ou que, de outra forma, esteja sujeito à tributação de renda federal dos EUA com base no lucro líquido em relação às notas (um "Titular dos EUA"). Este resumo é baseado no Código, sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos Estados Unidos promulgados abaixo, decisões publicadas pelo IRS e decisões judiciais, todos em vigor na data deste documento, e todos os quais estão sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos do imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser relevantes para classes especiais de investidores, como instituições financeiras, seguradoras, negociantes ou comercializadores de valores mobiliários ou moedas, corretores de valores mobiliários que optam por prestar contas de seus investimentos em notas, com base na marcação ao mercado, empresas de investimento regulamentadas, organizações isentas de impostos, parcerias ou sócios, titulares que estão sujeitos ao imposto mínimo alternativo, determinados titulares de notas de curto prazo, 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 entram em uma transação de "venda construtiva" quanto às notas, pessoas físicas estrangeiras não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um exercício ou titulares dos EUA cuja moeda funcional não seja o dólar americano. Os Titulares dos EUA devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de manter as notas podem ser substancialmente diferentes para os investidores descritos na sentença 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 a receita líquida de investimentos ou sob regras especiais de tempo prescritas na seção 451(b) do Código dos EUA. Este resumo aplica-se apenas aos compradores originais de notas que compraram notas ao preço de emissão original e mantêm as notas como "ativos de capital" (geralmente, bens mantidos para investimento). Os titulares de notas denominadas em uma moeda que não seja o US\$ devem consultar seus consultores tributários sobre a aplicação de regras de ganho ou perda de moeda estrangeira às notas e o tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida em relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS ALÉM DAS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA AQUI REFERIDAS, DE UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

Pagamentos de Juros

O pagamento de "juros declarados qualificados", conforme definido abaixo, em uma nota (incluindo valores adicionais, se houver) geralmente será tributável a um Titular dos EUA como receita de juros ordinária, quando tais juros forem acumulados ou forem recebidos de forma efetiva ou construtiva, de acordo com o método de contabilidade aplicável do Titular dos EUA para fins de impostos federais dos EUA. Em geral, se uma nota for emitida com um "preço de emissão" inferior ao seu "preço de resgate declarado no vencimento" por um montante igual ou superior ao valor mínimo, tal nota será considerada como tendo "desconto de emissão original" ou OID. Para esse fim, o "preço de emissão" geralmente é o primeiro preço pelo qual uma quantidade substancial de tais notas é vendida aos investidores por dinheiro. Um Titular dos EUA deve consultar seus próprios consultores tributários sobre o preço de emissão de uma nota, em particular se a nota tiver sido emitida de acordo com uma oferta de troca ou uma reabertura ou se os termos da nota tiverem sido alterados. O preço de resgate declarado no vencimento de uma nota geralmente inclui todos os pagamentos da nota, exceto os pagamentos de juros declarados qualificados.



Em geral, cada Titular dos EUA de uma nota, independente de usar o dinheiro ou o método de competência de contabilidade fiscal, será obrigado a incluir na receita bruta como receita de juros ordinária à soma das "parcelas diárias" do OID na nota, se houver, diariamente, durante o exercício em que o Titular dos EUA possuir a nota. As parcelas diárias do OID em uma nota são determinadas alocando a cada dia em qualquer período de competência uma porção tributável do OID atribuível a esse período de competência. Em geral, no caso de um titular inicial, o valor do OID em uma nota atribuível a cada período de competência é determinado (i) multiplicando o "preço de emissão ajustado", conforme definido abaixo, da nota no início do período de competência pelo rendimento até o vencimento da nota, e (ii) subtraindo desse produto o montante de juros declarados qualificados atribuíveis a esse período de competência. Os Titulares dos EUA devem estar cientes de que geralmente devem incluir o OID na receita bruta como receita de juros ordinária para fins de imposto de renda federal dos EUA à medida que ele se acumula, antes do recebimento de dinheiro atribuível a essa receita. O "preço de emissão ajustado" de uma nota no início de qualquer período de competência será geralmente a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o valor de OID atribuível a todos os períodos de competência anteriores, reduzido pelo valor de todos os pagamentos, exceto pagamentos de juros declarados qualificados (se houver), realizados quanto à tal nota em todos os períodos de competência anteriores. O termo "juros declarados qualificados" geralmente significa juros declarados, que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou bens (exceto instrumentos de dívida do emissor), ao menos anualmente, durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa fixa de juros, ou de acordo com certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte de juros brasileiro pago na alíquota apropriada aplicável ao titular dos EUA pode ser elegível para crédito para o passivo de imposto de renda federal dos EUA desse titular dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem novos requisitos recentemente adotados pelo IRS e qualquer imposto brasileiro precisará satisfazer esses requisitos a fim de ser elegível para ser um imposto creditável para um titular dos EUA. A aplicação desses requisitos ao imposto brasileiro sobre juros é incerta e não determinamos se esses requisitos foram atendidos. Se o imposto de juros brasileiro não for um imposto creditável ou o titular dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros, o titular dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo do lucro tributável desse titular dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. Os juros e montantes adicionais constituirão receita de fontes sem os Estados Unidos e, para os Titulares dos EUA que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, geralmente constituirão "receita de categoria passiva" para fins de crédito fiscal estrangeiro.

Venda ou Alienação de Notas

Um Titular dos EUA geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital na venda, troca, retirada ou outra alienação de uma nota em um montante igual à diferença entre o montante realizado na venda, troca, retirada ou outra alienação (exceto montantes atribuíveis a juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tal), e a base tributária ajustada desse Titular dos EUA na nota. A base tributária ajustada de um Titular dos EUA na nota geralmente será igual ao custo do Titular dos EUA para a nota acrescido de quaisquer montantes incluídos na receita bruta por tal Titular dos EUA, como OID, se houver, e subtraído por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados nessa nota. O ganho ou perda realizado por um Titular dos EUA na venda, troca, retirada ou outra alienação de uma nota, geralmente será ganho ou perda na fonte dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA, a menos que seja atribuível a um escritório ou outro local fixo de negócios fora do Estados Unidos e outras determinadas condições forem cumpridas. O ganho ou perda realizado por um Titular dos EUA será ganho ou perda de capital, sendo de longo prazo se as notas forem mantidas por mais de um ano. O montante líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um titular individual geralmente está sujeito a tributação a alíquotas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeitas a certas limitações.



Retenção de Segurança e Apresentação de Informações

Um Titular dos EUA pode, sob certas circunstâncias, estar sujeito à retenção de segurança com relação a certos pagamentos a esse Titular dos EUA, a menos que o titular (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça um número de identificação de contribuinte correto, certifique que não está sujeito à retenção de segurança e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção de segurança. Qualquer montante retido sob tais regras geralmente será creditável para o passivo do imposto de renda federal dos EUA do Titular dos EUA. Embora os titulares não americanos geralmente estejam isentos de retenção de segurança, um Titular não americano pode, em certas circunstâncias, ser obrigado a cumprir certos procedimentos de apresentação de informações e identificação para comprovar o direito a essa isenção.

Os Titulares dos EUA devem consultar seus próprios consultores tributários sobre quaisquer requisitos adicionais de apresentação que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação das notas.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos Titulares dos EUA que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$50.000 no último dia do exercício ou US\$75.000 a qualquer momento durante o exercício são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações juntamente com suas declarações fiscais, atualmente no Formulário 8938, em relação a tais ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira fora dos EUA, bem como valores mobiliários emitidos por um emissor fora dos EUA (que incluiriam as notas) que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de declaração mais elevados são aplicáveis a certas pessoas físicas que vivem no estrangeiro e a certas pessoas físicas casadas. As regulamentações estendem esse requisito de declaração a certas entidades tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados com base em certos critérios objetivos. Os Titulares dos EUA que não declararem as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, a prescrição para a liquidação do imposto seria suspensa, total ou parcialmente. Os potenciais investidores devem consultar os seus próprios consultores tributários sobre a aplicação destas regras ao seu investimento nas notas, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.



Informações Adicionais



Lista de Anexos

Nº	Descrição
1.1	Estatuto Social Alterado da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, datado de 30 de novembro de 2020.
2.1	Contrato, datado de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.9 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Form F-3, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 18 de dezembro de 2006 (Registros nº 333-139459 e 333-139459- 01)).
2.2	Quarto Contrato Suplementar, datado de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada às Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporado por referência ao Anexo 2.36 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2010 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para as Global Notes 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 Agente Fiduciário, relacionada às Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporada por referência ao Anexo 2.38 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2010 (Registros nº 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, a União e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 2.47 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 26 de maio de 2011 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.6	Décimo Contrato Suplementar, datado de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, referente às Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 12 de dezembro de 2011 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.7	Garantia para as Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 12 de dezembro de 2011 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.8	Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, o JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando as ADSs que representam as ações ordinárias da Petrobras.
2.9	Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, o JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando as ADSs que representam as ações preferenciais da Petrobras.
2.10	Sétimo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datado de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado às Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.5



Nº	Descrição
	do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 6 de fevereiro de 2012 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.11	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 6 de fevereiro de 2012 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.12	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.60 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 2 de abril de 2012 (Registros nº 001-15106 e 001-33121)).
2.13	Contrato, datado de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da Declaração de Registro no Form F-3 da Petrobras, da Petrobras International Finance Company e da Petrobras Global Finance B.V., apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 29 de agosto de 2012 (Registros nº 333-183618, 333-183618-01 and 333-183618-02)).
2.14	Terceiro Contrato Suplementar, datado de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, referente às Global Notes de 5,375% com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 1º de outubro de 2012 (Registro nº 001-15106)).
2.15	Garantia para as Global Notes de 5,375% com vencimento em 2029, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 1º de outubro de 2012 (Registro nº 001-15106)).
2.16	Sétimo Contrato Suplementar, datado de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 5,625% com vencimento em 2043 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Registro nº 001-15106)).
2.17	Garantia para as Global Notes de 5,625% com vencimento em 2043, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Registro nº 001-15106)).
2.18	Contrato de Partilha de Produção, datado de 2 de dezembro de 2013, entre a Petrobras, a Shell Brasil Petróleo Ltda., a Total E&P do Brasil Ltda., a CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda., a União, a Pré-Sal Petróleo S.A.—PPSA e a ANP (incorporado por referência ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 30 de abril de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.19	Décimo Segundo Contrato Suplementar, datado de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, referente às Global Notes de 4,750% com vencimento em 2025 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.20	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datado de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon,



Nº	Descrição
	Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, referente às Global Notes de 6,625% com vencimento em 2034 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.21	Garantia para as Global Notes de 4,750%, com vencimento em 2025, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.22	Garantia para as Global Notes de 6,625%, com vencimento em 2034, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.23	Décimo Sexto Contrato Suplementar, datado de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 6,250% com vencimento em 2024 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.24	Décimo Sétimo Contrato Suplementar, datado de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.25	Garantia para as Global Notes de 6,250%, com vencimento em 2024, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.26	Garantia para as Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Registro nº 001-15106)).
2.27	Sétimo Contrato Suplementar, datado de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 15 de janeiro de 2015 (Registro nº 001-15106)).
2.28	Décimo Quarto Contrato Suplementar, datado de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 15 de janeiro de 2015 (Registro nº 001-15106)).
2.29	Primeiro Aditivo às Garantias, datado de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 15 de janeiro de 2015 (Registro nº 001-15106)).
2.30	Vigésimo Contrato Suplementar, datado de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 6,850% com vencimento em 2115 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 5 de junho de 2015 (Registro nº 001-15106)).
2.31	Garantia para as Global Notes de 6,850% com vencimento em 2115, datada de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1



Nº	Descrição
	do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 5 de junho de 2015 (Registro nº 001-15106)).
2.32	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar, datado de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente às Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 23 de maio de 2016 (Registro nº 01-15106)).
2.33	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datado de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente às Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 13 de julho de 2016 (Registro nº 01-15106)).
2.34	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar, datado de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente às Global Notes de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 17 de janeiro de 2017 (Registro nº 01-15106)).
2.35	Garantia para as Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 23 de maio de 2016 (Registro nº 01-15106)).
2.36	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 13 de julho de 2016 (Registro nº 01-15106)).
2.37	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Registro nº 01-15106)).
2.38	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datado de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente às Global Notes de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Registro nº 01-15106)).
2.39	Décimo Sétimo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datado de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Registro nº 01-15106)).
2.40	Contrato, datado de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 5,299% com vencimento em 2025.
2.41	Contrato, datado de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente às Global Notes de 5,999% com vencimento em 2028.
2.42	Garantia para as Global Notes de 5,299% com vencimento em 2025, datada de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.96 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 27 de setembro de 2018 (Registro nº 333-226375)).



Nº	Descrição
2.43	Garantia para as Global Notes de 5,999% com vencimento em 2028, datada de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.97 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 27 de setembro de 2018 (Registro nº 333-226375)).
2.44	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar, datado de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente às Global Notes de 5,750% com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 1º de fevereiro de 2018 (Registro nº 001-15106)).
2.45	Garantia para as Global Notes de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 1º de fevereiro de 2018 (Registro nº 001-15106)).
2.46	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras Global Finance B.V. no Form F-3, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 28 de agosto de 2018 (Registros nº 333-227087 e 333-227087-01)).
2.47	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V. e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras Global Finance B.V. no Form F-3, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 28 de agosto de 2018 (Registros nº 333-227087 e 333-227087-01)).
2.48	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes de 5,750%, com vencimento em 2029, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Registro nº 001-15106)).
2.49	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar Aditado e Consolidado para as Global Notes de 5,750%, com vencimento em 2029, datado de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Registro nº 001-15106)).
2.50	Garantia para as Global Notes de 6,90%, com vencimento em 2049, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Registro nº 001-15106)).
2.51	Primeiro Contrato Suplementar para as Global Notes de 6,90%, com vencimento em 2049, datado de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Registro nº 001-15106)).
2.52	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 22 de março de 2017 (Registro nº 001-15106)).
2.53	Segundo Contrato Suplementar para as Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datado de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.54	Garantia para as Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1



Nº	Descrição
	do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.55	Terceiro Contrato Suplementar para as Global Notes de 6,750% com vencimento em 2050, datado de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.56	Garantia para as Global Notes de 6,750% com vencimento em 2050, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.57	Segundo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado para as Global Notes de 5,600%, com vencimento em 2031, datado de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 21 de outubro de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.58	Garantia Aditada e Consolidada para as Global Notes de 5,600%, com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 21 de outubro de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.59	Contrato, datado de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras Global Finance B.V. e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.75 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras Global Finance B.V. no Form F-4, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 6 de julho de 2020 (Registros nº 333-239714 e 333-239714-01)).
2.60	Garantia para as Global Notes de 5,093% com vencimento em 2030, datada de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.73 da Declaração de Registro da Petrobras no Form F-4, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 6 de julho de 2020 (Registro nº 333-239714)).
2.61	Quarto Contrato Suplementar para as Global Notes de 5,500% com vencimento em 2051, datado de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras, a PGF e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 10 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
2.62	Garantia para as Global Notes de 5,500% com vencimento em 2051, datada de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 10 de junho de 2020 (Registro nº 001-15106)).
4.1	Formulário do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo bruto e gás natural celebrado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 da Declaração de Registro da Petrobras no Form F-1 apresentado à Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de julho de 2000 (Registro nº 333-12298)). Este foi um documento físico arquivado, 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 Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com a versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 da Declaração de Registro da Petrobras no Form F-1 apresentado na Comissão de Títulos e Valores Mobiliários dos EUA em 14 de julho de 2000 (Registro nº 333-12298)). Este foi um documento físico arquivado, e não está disponível no site da SEC. Até o momento, onze Aditivos ao GSA foram firmados desde a celebração original do GSA em 16 de agosto de 1996, de modo que o GSA permanece em vigor.
8.1	Lista de Subsidiárias.



Nº	Descrição
12.1	Certificações de acordo com a Seção 302 da lei <i>Sarbanes-Oxley Act</i> de 2002.
13.1	Certificações de acordo com a Seção 906 da lei <i>Sarbanes-Oxley Act</i> de 2002.
15.1	Carta de Consentimento da KPMG.
15.2	Carta de Consentimento da DeGolyer e MacNaughton.
15.3	Produção de Hidrocarbonetos por Área Geográfica.
15.4	Lista das nossas Embarcações.
17.1	Garantidores Subsidiários e Emissores de Valores Mobiliários com Garantias
99.1	Relatório de Terceiros da DeGolyer e MacNaughton.
101.INS	Documento de Exemplificação XBRL.
101.SCH	Documento de Esquema da Extensão de Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento Linkbase de Cálculo da Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento Linkbase de Definição da Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento Linkbase de Rótulo da Extensão de Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento Linkbase de Apresentação da Extensão de Taxonomia XBRL.



Assinaturas

O registrante certifica por meio deste que atende a todos os requisitos para arquivamento do Form 20-F e assegurou a devida assinatura deste relatório anual em seu nome pelos signatários devidamente autorizados na Cidade do Rio de Janeiro em 29 março de 2023.

Petróleo Brasileiro S.A. — PETROBRAS

Por: /s/ Jean Paul Terra Prates

Nome: Jean Paul Terra Prates

Cargo: Presidente

Por: /s/ Rodrigo Araujo Alves

Nome: Rodrigo Araujo Alves

Cargo: Diretor Executivo Financeiro e de
Relacionamento com Investidores



Abreviações

bbbl	Barris
bbbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhões de pés cúbicos
bn	Bilhões (mil milhões)
bnbbbl	Bilhões de barris
bnbcf	Bilhões de pés cúbicos
bnm ³	Bilhões de metros cúbicos
bnboe	Bilhões de barris de petróleo equivalente
boe	Barris de petróleo equivalente
boed	Barris de petróleo equivalente por dia
cf	Pés cúbicos
cmd	Metros cúbicos por dia
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
kgCO _{2e} /boe	Quilograma de dióxido de carbono equivalente por barril de petróleo equivalente
kgCO _{2e} /CWT	Quilograma de dióxido de carbono equivalente por tonelada ponderada de complexidade
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m ³	Metro cúbico
mbbl	Mil barris
mbbl/d	Mil barris por dia
mboe	Mil barris de petróleo equivalente
mboed	Mil barris de petróleo equivalente 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 /ano	Mil metros cúbicos por ano
mmbbl	Milhões de barris



mmbbl/d	Milhões de barris por dia
mboe	Milhões de barris de petróleo equivalente
mboed	Milhões de barris de petróleo equivalente por dia
mmcf	Milhões de pés cúbicos
mmcf/d	Milhões de pés cúbicos por dia
mmm ³	Milhões de metros cúbicos
mmm ³ /d	Milhões de metros cúbicos por dia
mnt	Milhões de toneladas
mnt/ano	Milhões de toneladas por ano
MW	Megawatts
MW médio	Quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) em que essa energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
ppm	Partes por milhão
R\$	Reais
t	Tonelada métrica
tCO _{2e}	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
t/d	Tonelada por dia
Tcf	Trilhão de pés cúbicos
US\$	Dólares dos Estados Unidos
/d	Por dia



Tabela de conversão

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0,004047 km ²
1 barril	=	42 galões dos EUA	=	Aproximadamente 0,13 t de petróleo
1 boe	=	1 barril de petróleo bruto equivalente	=	6.000 cf de gás natural
1 m ³ de gás natural	=	35.315 cf	=	0,0059 boe
1 km	=	0,6214 milhas		
1 metro	=	3,2808 pés		
1 t de petróleo bruto	=	1.000 kg de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (assumindo um índice de pressão atmosférica de gravidade 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	22
	Visão Geral	23
PARTE I		
Item 1.	Identidade dos Conselheiros, da Alta Administração e dos Consultores	<i>Não aplicável</i>
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Esperado	<i>Não aplicável</i>
Item 3.	Principais Informações	
	A. Reservado	<i>Não aplicável</i>
	B. Capitalização e endividamento	<i>Não aplicável</i>
	C. Motivos para oferta e uso das receitas	<i>Não aplicável</i>
	D. Fatores de risco	Riscos (Fatores de Risco) 41
Item 4.	Informações sobre a Companhia	
	A. História e desenvolvimento da companhia	Quem Somos (Visão Geral) 23
	B. Visão geral do negócio	Aviso Legal (Documentos em Exibição); Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Gestão de Portfólio); Plano Estratégico; Legal e Tributário (Regulamentação); Legal e Tributário (Contratos Relevantes) 8, 23, 149; 163, 293, 300
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão Geral); Anexo 8.1 – Lista de Subsidiárias 23
	D. Ativo imobilizado	Nossos Negócios; Plano Estratégico; Legal e Tributário (Regulamentação) 67, 163, 293
Item 4A.	Comentários da Equipe não Resolvidos	<i>Não há</i>
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	
	A. Resultados operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 205
	B. Liquidez e recursos de capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 215
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças, etc.	Plano Estratégico (Transformação Digital) 179
	D. Informações sobre tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 67, 40, 205
	E. Estimativas Contábeis Críticas	<i>Não aplicável</i>
Item 6.	Conselheiros, Alta Administração e Empregados	
	A. Conselheiros e alta administração	Desenvolvimentos Recentes; Administração e Empregados (Administração) 28; 230



Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	B. Remuneração	Administração e Empregados 229, Nota 35 das Demonstrações Financeiras
	C. Práticas do conselho	Administração e Empregados (Administração) 230
	D. Empregados	Administração e Empregados (Empregados) 253
	E. Propriedade de ações	Informações aos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Administração e Empregados (Administração) 273, 275, 230
	F. Divulgação da ação de um registrante para recuperar compensação concedida erroneamente	<i>Não aplicável</i>
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	
	A. Principais acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 275
	B. Transações com partes relacionadas	Administração e Empregados (Administração) 230, Nota 35 das Demonstrações Financeiras
	C. Interesses de especialistas e advogados	<i>Não aplicável</i>
Item 8.	Informações Financeiras	
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações Financeiras; Legal e Tributário (Processos Judiciais); Informações aos Acionistas (Dividendos) F-1; 305, 285
	B. Mudanças Significativas	<i>Não aplicável</i>
Item 9.	Oferta e Listagem	
	A. Detalhes da oferta e listagem	<i>Não aplicável</i>
	B. Plano de distribuição	<i>Não aplicável</i>
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem) 273
	D. Acionistas vendedores	<i>Não aplicável</i>
	E. Diluição	<i>Não aplicável</i>
	F. Despesas da emissão	<i>Não aplicável</i>
Item 10.	Informações Adicionais	
	A. Capital social	<i>Não aplicável</i>
	B. Memorando e contrato social	Informações aos Acionistas (Direitos dos Acionistas); Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa) 280, 197, Anexo 1.1, Anexo 2.4
	C. Contratos relevantes	Legal e Tributário (Contratos Relevantes) 300
	D. Controles cambiais	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais a Acionistas não Brasileiros) 289
	E. Tributação	Legal e Tributário (Tributário) 313
	F. Dividendos e agentes pagadores	<i>Não aplicável</i>
	G. Declaração de especialistas	Nossos Negócios (Exploração e Produção) 68
	H. Documentos em exposição	Aviso Legal 6



Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	I. Informações de Subsidiárias	<i>Não aplicável</i>
	J. Relatório Anual a Titulares de Valores Mobiliários	<i>Não aplicável</i>
Item 11.	Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Riscos de Mercado	Riscos (Divulgações sobre Riscos de Mercado) 65
Item 12.	Descrição dos Valores Mobiliários que não sejam Ações	
	A. Títulos de Dívida	<i>Não aplicável</i>
	B. Garantias e Direitos	<i>Não aplicável</i>
	C. Outros Valores Mobiliários	<i>Não aplicável</i>
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais a Acionistas não Brasileiros) 289
PARTE II		
Item 13.	Incumprimentos, Dividendos em Atraso e Inadimplências	<i>Não há</i>
Item 14.	Modificações Relevantes aos Direitos dos Titulares de Valores Mobiliários e Uso de Receitas	<i>Não há</i>
Item 15.	Controles e Procedimentos	Conformidade e Controles Internos (Conformidade) 263
Item 16.	[Reservado]	<i>Não aplicável</i>
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 230
Item 16B.	Código de Ética	Conformidade e Controles Internos 262
Item 16C.	Honorários e Serviços do Contador Principal	Administração e Empregados (Administração) 230
Item 16D.	Isonções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 230
Item 16E.	Aquisições de Ações pelo Emissor e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais a Acionistas não Brasileiros) 289
Item 16F.	Mudança no Contador Público do Registrante	<i>Não aplicável</i>
Item 16G.	Governança Corporativa	Administração e Empregados (Administração) 230
Item 16H.	Divulgação de Segurança da Mina	<i>Não aplicável</i>
Item 16I.	Divulgação referente a Jurisdições Estrangeiras que Impedem Inspeções	<i>Não aplicável</i>
PARTE III		
Item 17.	Demonstrações Financeiras	<i>Não aplicável</i>
Item 18.	Demonstrações Financeiras	Demonstrações Financeiras F-1
Item 19.	Anexos	Anexos 333
		Assinaturas 340
		Abreviações 341
		Tabela de Conversão 343
		Referência Cruzada para o Form 20-F 344



Demonstrações Financeiras

Demonstrações

Financeiras

Consolidadas Auditadas

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS

*Em 31 de dezembro de 2022, 2021 e
2020 com o relatório de revisão dos
auditores independentes registrados no
PCAOB*

*(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. Sumário das principais práticas contábeis	F-9
4. Estimativas e julgamentos relevantes	F-9
5. Novas normas e interpretações	F-17
6. Gestão de capital	F-18
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	F-18
8. Receita de vendas	F-19
9. Custos e Despesas por natureza	F-22
10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	F-23
11. Resultado financeiro líquido	F-23
12. Informações por Segmento	F-24
13. Contas a receber	F-30
14. Estoques	F-32
15. Fornecedores	F-33
16. Tributos	F-33
17. Benefícios a empregados	F-39
18. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências	F-50
19. Provisões para desmantelamento de áreas	F-59
20. Outros ativos e passivos	F-61
21. Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia	F-62
22. Compromisso de compra de gás natural	F-63
23. Imobilizado	F-63
24. Intangível	F-68
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	F-71
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural	F-78
27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo	F-81
28. Parcerias em atividades de exploração e produção	F-82
29. Investimentos	F-84
30. Venda de ativos e outras operações	F-88
31. Financiamentos	F-94
32. Arrendamentos	F-98
33. Patrimônio Líquido	F-100
34. Gerenciamento de riscos	F-105
35. Partes relacionadas	F-114
36. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	F-119
37. Eventos subsequentes	F-120
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)	F-122
Mudança Climática (não auditado)	F-136
Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros	F-139

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2022	2021
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	7.996	10.467
Títulos e valores mobiliários	7.2	2.773	650
Contas a receber, líquidas	13.1	5.010	6.368
Estoques	14	8.779	7.255
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	165	163
Impostos e contribuições	16.2	1.142	1.183
Outros ativos	20	1.777	1.573
		27.642	27.659
Ativos classificados como mantidos para venda	30	3.608	2.490
Ativo circulante		31.250	30.149
Contas a receber, líquidas	13.1	2.440	1.900
Títulos e valores mobiliários	7.2	1.564	44
Depósitos judiciais	18.2	11.053	8.038
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	832	604
Impostos e contribuições	16.2	3.778	3.261
Outros ativos	20	1.553	487
Realizável a longo prazo		21.220	14.334
Investimentos	29	1.566	1.510
Imobilizado	23	130.169	125.330
Intangível	24	2.986	3.025
Ativo não circulante		155.941	144.199
Total do ativo		187.191	174.348
Passivo	Nota	2022	2021
Fornecedores	15	5.464	5.483
Financiamentos	31.1	3.576	3.641
Arrendamentos	32	5.557	5.432
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	2.883	733
Impostos e contribuições	16.2	3.048	4.001
Dividendos propostos	33.4	4.171	-
Benefícios a empregados	17	2.215	2.144
Outros passivos	20	3.001	1.875
		29.915	23.309
Passivos associados a ativos mantidos para venda	30	1.465	867
Passivo circulante		31.380	24.176
Financiamentos	31.1	26.378	32.059
Arrendamentos	32	18.288	17.611
Imposto de renda e contribuição social correntes	16.1	302	300
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	6.750	1.229
Benefícios a empregados	17	10.675	9.374
Provisão para processos judiciais e administrativos	18.1	3.010	2.018
Provisão para desmantelamento de áreas	19	18.600	15.619
Outros passivos	20	1.972	2.150
Passivo não circulante		85.975	80.360
Passivo circulante e não circulante		117.355	104.536
Capital subscrito e integralizado	33.1	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.144	1.143
Reservas de lucros	33.4	66.434	72.811
Outros resultados abrangentes		(105.187)	(111.648)
Patrimônio líquido Petrobras		69.492	69.407
Atribuído aos acionistas não controladores	29.4	344	405
Patrimônio líquido		69.836	69.812
Total do passivo e do patrimônio líquido		187.191	174.348

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2022	2021	2020
Receita de vendas	8	124.474	83.966	53.683
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(59.486)	(43.164)	(29.195)
Lucro bruto		64.988	40.802	24.488
Despesas				
Vendas	9.2	(4.931)	(4.229)	(4.884)
Gerais e administrativas	9.3	(1.332)	(1.176)	(1.090)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(887)	(687)	(803)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(792)	(563)	(355)
Tributárias		(439)	(406)	(952)
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(1.315)	3.190	(7.339)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	1.822	653	998
		(7.874)	(3.218)	(14.425)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		57.114	37.584	10.063
Receitas financeiras		1.832	821	551
Despesas financeiras		(3.500)	(5.150)	(6.004)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(2.172)	(6.637)	(4.177)
Resultado financeiro líquido	11	(3.840)	(10.966)	(9.630)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	29	251	1.607	(659)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		53.525	28.225	(226)
Imposto de renda e contribuição social	16.1	(16.770)	(8.239)	1.174
Lucro líquido do período		36.755	19.986	948
Acionistas da Petrobras		36.623	19.875	1.141
Acionistas não controladores		132	111	(193)
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	33	2,81	1,52	0,09

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2022	2021	2020
Lucro líquido do período	36.755	19.986	948
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	17.3		
Reconhecidos no patrimônio líquido	(1.583)	5.169	2.415
Imposto de renda e contribuição social diferidos	212	(1.340)	(127)
	(1.371)	3.829	2.288
Resultados não realizados com títulos patrimoniais mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes			
Reconhecidos no patrimônio líquido	-	-	(2)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	1
	-	-	(1)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	-	-	46
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	34.3		
Reconhecidos no patrimônio líquido	5.223	(3.949)	(21.460)
Transferidos para o resultado	4.871	4.585	4.720
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(3.432)	(215)	5.690
	6.662	421	(11.050)
Ajustes de conversão em investidas (*)			
Reconhecidos no patrimônio líquido	975	(1.314)	(5.211)
Transferidos para o resultado	-	41	-
	975	(1.273)	(5.211)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas			
Reconhecidos no patrimônio líquido	29.2	219	22
Transferidos para o resultado	-	-	43
	219	22	(335)
Outros resultados abrangentes:	6.485	2.999	(14.263)
Resultado Abrangente Total	43.240	22.985	(13.315)
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras	43.084	22.961	(13.126)
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores	156	24	(189)

(*) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras intermediárias

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2022	2021	2020
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro do período	36.755	19.986	948
Ajustes para:			
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	17	1.228	2.098
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	29.3	(251)	(1.607)
Depreciação, depleção e amortização	37.1	13.218	11.695
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	1.315	(3.190)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	14	11	(1)
Perdas (reversões) de crédito esperadas		65	(30)
Baixa de poços secos	26	691	248
Resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária		(1.144)	(1.900)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		4.557	10.795
Imposto de renda e contribuição social	16.1	16.770	8.239
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	19	745	661
Recuperação de PIS e COFINS - Exclusão de ICMS na base de cálculo		(1)	(986)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	24	(4.286)	(631)
Assunção de participação em concessões		-	(164)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de (Ganhos) perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	10	1.362	740
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber		355	(2.075)
Estoques		(1.217)	(2.334)
Depósitos judiciais		(1.709)	(1.141)
Outros ativos		(413)	(289)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores		(359)	1.073
Impostos e contribuições		(2.441)	2.835
Planos de pensão e de saúde		(2.130)	(2.239)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(380)	(643)
Salários, férias, encargos e participações		(182)	(312)
Provisão para desmantelamento de áreas		(602)	(730)
Outros passivos		(95)	376
Imposto de renda e contribuição social pagos	(11.516)	(2.138)	(332)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	49.717	37.791	28.890
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(9.581)	(6.325)
Reduções (adições) em investimentos		(27)	(24)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		4.846	4.783
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação	24	7.284	2.938
(Investimentos) resgates em títulos e valores mobiliários (*)		(3.328)	4
Dividendos recebidos/outros		374	781
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos	(432)	2.157	(4.510)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Participação de acionistas não controladores		63	(24)
Captações	31.3	2.880	1.885
Amortizações de principal - financiamentos	31.3	(9.334)	(21.413)
Amortizações de juros - financiamentos	31.3	(1.850)	(2.229)
Amortizações de arrendamentos	32	(5.430)	(5.827)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras		(37.701)	(13.078)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(81)	(105)
Recursos líquidos (utilizados) nas atividades de financiamentos	(51.453)	(40.791)	(19.259)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		(316)	(402)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(2.484)	(1.245)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	10.480	11.725	7.377
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	7.996	10.480	11.725

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Períodos de no ano findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Capital social, líquido de gastos com emissões			Outros resultados abrangentes (déficit) e custo atribuído				Reservas de Lucros									Total do patrimônio líquido consolidado
	Capital social	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	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores		
Saldo em 1 de janeiro de 2020	107.380	(279)	1.064	(68.721)	(13.540)	(17.322)	(886)	8.745	2.702	1.102	53.078	-	-	73.323	892	74.215	
		107.101	1.064				(100.469)					65.627	-	73.323	892	74.215	
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	
Aumento de capital com emissão de ações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	
Ações em Tesouraria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Transação de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(81)	(81)	
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.141	1.141	(193)	948	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(5.215)	(11.050)	2.288	(290)	-	-	-	-	-	-	(14.267)	4	(14.263)	
Destinações:																	
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	68	198	-	(226)	-	(40)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(878)	1.128	(1.099)	(849)	(81)	(930)	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	107.380	(279)	1.064	(73.936)	(24.590)	(15.034)	(1.174)	8.813	2.900	1.102	51.974	1.128	-	59.348	528	59.876	
		107.101	1.064				(114.734)					65.917	-	59.348	528	59.876	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	107.380	(279)	1.064	(73.936)	(24.590)	(15.034)	(1.174)	8.813	2.900	1.102	51.974	1.128	-	59.348	528	59.876	
		107.101	1.064				(114.734)					65.917	-	59.348	528	59.876	
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	
Transação de capital	-	-	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	(40)	39	
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.875	19.875	111	19.986	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(1.186)	421	3.829	22	-	-	-	-	-	-	3.086	(87)	2.999	
Destinações:																	
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.128)	-	(1.128)	-	(1.128)	
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	956	184	118	388	-	(1.646)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(312)	6.688	(18.229)	(11.853)	(109)	(11.962)	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	107.380	(279)	1.143	(75.122)	(24.169)	(11.205)	(1.152)	9.769	3.084	1.220	52.050	6.688	-	69.407	405	69.812	
		107.101	1.143				(111.648)					72.811	-	69.407	405	69.812	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	107.380	(279)	1.143	(75.122)	(24.169)	(11.205)	(1.152)	9.769	3.084	1.220	52.050	6.688	-	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 período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.623	36.623	132	36.755	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	951	6.662	(1.371)	219	-	-	-	-	-	-	6.461	24	6.485	
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	-	11	
Destinações:																	
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.688)	-	(6.688)	-	(6.688)	
Aprop. do lucro em reservas	-	-	-	-	-	-	-	1.805	197	457	71	-	(2.530)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.083)	6.864	(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)	11.574	3.281	1.677	43.038	6.864	-	69.492	344	69.836	
		107.101	1.144				(105.187)					66.434	-	69.492	344	69.836	

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas.

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), pelo Estatuto Jurídico das Estatais (Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016), 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.

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 29 de março de 2023, 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.

Real x Dólar norte-americano	Dez/22	Set/22	Jun/22	Mar/22	Dez/21	Set/21	Jun/21	Mar/21	Dez/20	Set/20	Jun/20	Mar/20
Taxa média trimestral	5,26	5,25	4,93	5,23	5,59	5,23	5,29	5,48	5,39	5,38	5,39	4,47
Taxa ao final do período	5,22	5,41	5,24	4,74	5,58	5,44	5,00	5,70	5,20	5,64	5,48	5,20

3. Sumário das principais práticas contábeis

Para facilitar a coesão e a compreensão, as principais práticas contábeis são apresentadas ao final de cada nota explicativa relacionada.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das informações financeiras consolidadas requer o uso de estimativas e julgamentos para certas transações e seus impactos nos ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas são baseadas em transações passadas e outras informações relevantes e são revisadas periodicamente pela administração, embora os resultados reais possam diferir dessas estimativas.

As informações sobre áreas que requerem julgamento relevante ou envolvem um grau mais alto de complexidade na aplicação das práticas contábeis e que podem afetar materialmente a condição financeira da Companhia e os resultados das operações são apresentadas a seguir.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e de amostras de fluidos. As reservas são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e estão relacionadas às exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa.

A estimativa de reservas está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia dos projetos de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

A companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (*Securities and Exchange Commission*) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/*Society of Petroleum Engineers*). As principais diferenças entre esses critérios 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.

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

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas 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.

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.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização, 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 nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de *impairment*

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Outras informações sobre teste de *impairment* são apresentadas na nota explicativa 25.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa 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 podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas. A Nota 4.6 fornece mais informações sobre outras premissas utilizadas na estimativa da provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo. Alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. Testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)**4.2.1. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)**

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do Brent e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. 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.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas ou altas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções relacionadas às premissas-chave derivam do Plano Estratégico e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

O modelo de previsão de preços da companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar 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).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou Unidades Geradoras de Caixa - UGCs. Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da companhia são impactadas diretamente pelo preço do *Brent*, bem como pela taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real, que também influencia significativamente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções decorrentes de mudanças estruturais nos cenários de preços futuros de petróleo e gás natural, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, além de decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos, podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.

4.2.2. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo influenciar na sua capacidade de gerar caixa e ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de tais ativos. Caso a aprovação da venda de um componente de uma UGC ocorra entre a data base das demonstrações financeiras e a data na qual é autorizada a emissão dessas demonstrações, a companhia reavalia se as informações existentes no período contábil em questão evidenciam que o valor em uso desse componente poderia ser estimado como próximo do seu valor justo líquido de despesas de venda. Tais informações devem incluir a evidência do estágio em que a administração se encontrava comprometida com a venda do componente da UGC.

As definições das UGC adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de 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 2022, ocorreram as exclusões das Plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 da UGC Polo Norte, em função da decisão da Administração pela parada definitiva das operações dessas plataformas no campo de Marlim. Cada plataforma passou a ser enquadrada como ativo isolado. Ocorreram ainda as extinções das UGCs Polos Alto Rodrigues, Canto do Amaro, Barrinha, Benfica, CMR e Fazenda Alegre, além de um conjunto de outros campos, principalmente na UN-BA e UN-RNCE, totalizando 31 concessões, em função do processo de desinvestimento. A partir da assinatura dos respectivos contratos de venda, os ativos correspondentes passaram a constituir um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 30.1). Em 31 de dezembro de 2022, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 37 campos e 15 polos.

- ii. Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam as sondas de perfuração que não estão associadas a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade, assim como as plataformas que deixaram de operar. Em 2022, houve a extinção de 14 UGCs referentes a sondas

de perfuração que se encontravam fora de operação e que tiveram suas vendas concluídas. Os ativos correspondentes foram baixados.

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

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o mix de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou mix de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado.

Em 2022, a Administração aprovou a venda da refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), cujos ativos foram excluídos da UGC Abastecimento e estão classificados como mantidos para venda (nota explicativa 30.1).

- ii. UGC Utilidades Itaboraí: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3.
- iii. UGC Polo GasLub: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.
- iv. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
- v. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.
- vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê).
- vii. Demais UGCs: ativos no exterior 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 Energia:

- i. UGC SIP Integrado: conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõem uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).
- ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.

Em 2022, a Administração aprovou a venda da UPGN Guamaré, que deixa de existir como uma unidade geradora de caixa em função da reclassificação como mantido para vendas (nota explicativa 30.1).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- iii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: representam as fábricas hibernadas de fertilizantes e nitrogenados.
- iv. UGC Energia: 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.
- v. Demais UGCs: ativos no exterior 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.

Em 2022, a Administração aprovou o arrendamento da usina termelétrica Termocamaçari, que deixa de existir como uma unidade geradora de caixa em função da reclassificação dos ativos como um recebível em contrapartida à baixa dos ativos da usina termoelétrica.

d) UGCs do negócio de Biocombustível

- i. UGC 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
- ii. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

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

4.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

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 econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- 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
- 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.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 17.

4.4. Estimativas relacionadas a 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 utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 18.

4.5. Estimativas de custos com 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. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que 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) que as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

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

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 19.

4.6. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico para o Grupo Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 16.1.

4.7. Contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico corrente, 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. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico (PE). A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 34.3.

4.8. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de US\$ 2.527 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.9. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas (PCE) 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, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.10. 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 ainda as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda, *duration* do respectivo fluxo de pagamento e a data de início de cada contrato.

4.11. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

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 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 correntes ou diferidos. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

Informações sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 16.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

5. Novas normas e interpretações

5.1. Novos IFRS ainda não adotados

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts and Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece, entre outras coisas, os requisitos que devem ser aplicados, por emissores de contratos de seguros e resseguros no escopo da norma, e para contratos de resseguros mantidos, no reconhecimento, mensuração, apresentação e	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Disclosure of Accounting Policies – Amendments to IAS 1 and Practice Statement 2</i>	Em substituição ao requerimento de divulgação de políticas contábeis significativas, as emendas ao IAS 1 Presentation of Financial Statements estabelecem que políticas contábeis devem ser divulgadas quando forem materiais. Entre outras coisas, a emenda prevê orientações para determinar tal materialidade.	1º de janeiro de 2023, aplicação prospectiva para as emendas ao IAS 1.
<i>Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8</i>	De acordo com as emendas ao IAS 8, a definição de “mudança na estimativa contábil” deixa de existir. Em substituição, foi estabelecida definição para o termo “estimativas contábeis”: valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos à incerteza de mensuração.	1º de janeiro de 2023, aplicação prospectiva.
<i>Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction– Amendments to IAS 12</i>	As alterações reduziram o escopo da isenção de reconhecimento de ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos contidas nos parágrafos 15 e 24 do IAS 12 Income Taxes de modo que não se aplique mais a transações que, entre outros itens, no reconhecimento inicial, dão origem a diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Lease Liability in a Sale and Leaseback – Amendments to IFRS 16</i>	Adiciona requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo - que atende aos requisitos do IFRS 15 para ser contabilizada como venda - e retroarrendamento (<i>Sale and Leaseback</i>) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current / Non-current Liabilities with Covenants- Amendments to IAS 1</i>	<p>As emendas estabelecem que o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte.</p> <p>Entre outras orientações, as emendas determinam que a classificação de um passivo não é afetada pela probabilidade de exercício do direito de diferir a liquidação do passivo. Adicionalmente, segundo as emendas, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou, no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.</p> <p>Divulgações adicionais também são requeridas pelas emendas, incluindo informações sobre passivos não circulantes com cláusulas restritivas <i>covenants</i>.</p>	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, 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 2024, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

6. 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. Sua principal fonte de financiamento tem sido o caixa gerado por suas atividades operacionais.

A estratégia financeira do Plano Estratégico 2023-2027 assenta na preservação da solidez financeira, selecionando projetos com resiliência financeira e ambiental, apostando na criação de valor.

Como a meta da Companhia de reduzir a dívida bruta (composta por dívida financeira circulante e não circulante e passivo de arrendamento) para US\$ 60 bilhões até 2022 foi alcançada com 15 meses de antecedência, a meta de dívida bruta definida no Plano Estratégico 2023-2027 deve ser mantida na faixa entre US\$ 50.000 e US\$ 65.000.

Durante o ano de 2022, por meio da gestão de passivos da Companhia, o vencimento da dívida financeira em aberto concentra-se a partir de 2027, o que representa 56% do total. Tais fatores, aliados à política de derivados de petróleo alinhada ao mercado internacional, permitiram, de acordo com a Política de Dividendos aos Acionistas, a distribuição de maior remuneração aos acionistas, sem comprometer a sustentabilidade financeira da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2022, a dívida bruta diminuiu para US\$ 53.799, de US\$ 58.743 em 31 de dezembro de 2021, mantida na faixa definida no atual Plano Estratégico.

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

7.1. 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 na prática contábil.

	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e bancos	216	299
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	2.763	1.951
Outros fundos de investimentos	244	163
	3.007	2.114
- No exterior		
Time deposits	2.388	4.310
Auto Invest e contas remuneradas	2.365	3.732
Outras aplicações financeiras	20	12
	4.773	8.054
Total das aplicações financeiras de curto prazo	7.780	10.168
Total de caixa e equivalentes de caixa	7.996	10.467

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, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e por outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 foram para pagamento de dividendos de US\$ 37.782, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de US\$ 16.614, bem como para realização de investimentos no montante de US\$ 9.581.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de US\$ 49.717, compensação financeira por acordos de coparticipação de US\$ 7.284, recebimentos pela venda de ativos e de participações de US\$ 4.846 e captações no valor de US\$ 2.880.

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.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2022			31.12.2021		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	713	-	713	650	-	650
Custo amortizado - CDB e time deposits	2.548	1.026	3.574	-	-	-
Custo amortizado - Outros	50	-	50	44	-	44
Total	3.311	1.026	4.337	694	-	694
Circulante	1.747	1.026	2.773	650	-	650
Não circulante	1.564	-	1.564	44	-	44

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.

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 dos seus prazos de vencimento. 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.

8. Receita de vendas

8.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes numa companhia de energia integrada 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 12.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

8.2. Receita líquida de vendas

	2022	2021	2020
Diesel	40.149	24.236	13.924
Gasolina	16.175	11.910	6.313
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	5.121	4.491	3.383
Querosene de aviação (QAV)	5.423	2.271	1.455
Nafta	2.396	1.699	1.694
Óleo combustível (incluindo bunker)	1.411	1.775	795
Outros derivados de petróleo	5.536	4.261	2.712
Subtotal de derivados de petróleo	76.211	50.643	30.276
Gás natural	7.673	5.884	3.649
Petróleo	7.719	671	48
Renováveis e nitrogenados	283	40	59
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	669	243	438
Eletricidade	694	2.902	1.109
Serviços, agenciamentos e outros	1.043	808	755
Mercado interno	94.292	61.191	36.334
Exportações	27.497	21.491	15.945
Petróleo	19.332	14.942	11.720
Óleo combustível (incluindo bunker)	7.399	5.480	3.525
Outros derivados de petróleo e outros produtos	766	1.069	700
Vendas no exterior (*)	2.685	1.284	1.404
Mercado externo	30.182	22.775	17.349
Receitas de vendas	124.474	83.966	53.683

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

	2022	2021	2020
Mercado interno	94.292	61.191	36.334
Américas (exceto Estados Unidos)	7.166	4.702	3.419
China	6.389	7.053	7.703
Europa	5.932	3.110	1.853
Estados Unidos	4.914	2.162	1.193
Cingapura	4.271	3.913	2.415
Ásia (exceto China e Cingapura)	1.505	1.671	746
Outros	5	164	20
Mercado externo	30.182	22.775	17.349
Receitas de vendas	124.474	83.966	53.683

Em 2022, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), representam, individualmente, 15% e 11% das receitas da companhia. Em 2021, apenas um cliente do segmento RTC, representava mais que 10% do total das receitas da companhia.

8.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2022, 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2022, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2022 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	10.495	-	10.495
Diesel	31.175	-	31.175
Gás natural	15.643	14.636	30.279
Serviços e outros	7.867	4.573	12.440
Nafta	1.946	4.211	6.157
Eletricidade	658	6.352	7.010
Outros derivados de petróleo	30	-	30
Querosene de aviação (QAV)	5.868	-	5.868
Mercado externo			
Exportações	2.961	8.761	11.722
Total	76.643	38.533	115.176

As receitas serão reconhecidas mediante transferência dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado spot, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (*Master Agreements*), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demanda para geração de energia termelétrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições 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.

8.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui US\$ 48 (US\$ 19 em 2021) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take and ship or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil 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 no momento em que 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 desempenho.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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

9. Custos e Despesas por natureza

9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2022	2021	2020
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(32.354)	(20.869)	(12.699)
Depreciação, depleção e amortização	(10.514)	(9.277)	(8.847)
Participação governamental	(14.953)	(11.136)	(5.920)
Gastos com pessoal	(1.665)	(1.882)	(1.729)
Total	(59.486)	(43.164)	(29.195)

(*) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

9.2. Despesas de vendas

	2022	2021	2020
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(3.987)	(3.542)	(4.163)
Depreciação, depleção e amortização	(789)	(610)	(564)
Perdas de créditos esperadas	(58)	12	2
Gastos com pessoal	(97)	(89)	(159)
Total	(4.931)	(4.229)	(4.884)

9.3. Despesas gerais e administrativas

	2022	2021	2020
Gastos com pessoal	(865)	(834)	(749)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(362)	(256)	(252)
Depreciação, depleção e amortização	(105)	(86)	(89)
Total	(1.332)	(1.176)	(1.090)

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas**

	2022	2021	2020
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.834)	(1.362)	(1.441)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.362)	(740)	(493)
Plano de pensão e saúde (inativos) (*)	(1.015)	(1.467)	889
Programa de remuneração variável	(547)	(469)	(439)
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	(256)	(79)	(308)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(225)	99	(342)
Despesas operacionais com termelétricas	(150)	(88)	(133)
Participação nos lucros ou resultados	(131)	(125)	(7)
Relações institucionais e projetos culturais	(103)	(96)	(83)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(80)	(79)	(75)
Cessão de contratos de concessão	-	363	84
Recuperação de tributos (**)	68	561	1.580
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	96	235	155
Resultado de atividades não fim	168	170	182
Multas aplicadas a fornecedores	228	163	95
Subvenções e assistências governamentais	471	154	10
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	629	545	276
Resultados com operações em parcerias de E&P	683	485	912
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	1.144	1.941	499
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas (***)	4.286	631	-
Outros	(248)	(189)	(363)
Total	1.822	653	998

(*) Em 2022, inclui o valor de US\$ 67 referente ao pagamento de contribuição previsto no Termo de Compromisso Financeiro (TCF) Prê-70 para custeio administrativo dos planos PPSP-R pré -70 e PPSP-NE pré -70.

(**) Em 2021 e 2020, incluem os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, exceto pelos efeitos da atualização monetária.

(***) Em 2022, refere-se principalmente ao resultado pelo Acordo de Atapu e Sêpia, conforme nota explicativa 24.3. Em 2021, refere-se ao complemento do resultado pelo Acordo de Búzios.

11. Resultado financeiro líquido

	2022	2021	2020
Receitas Financeiras	1.832	821	551
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.159	315	202
Outros	673	506	349
Despesas Financeiras	(3.500)	(5.150)	(6.004)
Despesas com financiamentos	(2.363)	(2.870)	(3.595)
Despesas com arrendamentos	(1.340)	(1.220)	(1.322)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(121)	(1.102)	(1.157)
Encargos financeiros capitalizados	1.032	976	941
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(519)	(761)	(638)
Outros	(189)	(173)	(233)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(2.172)	(6.637)	(4.177)
Variações cambiais (*)	1.022	(2.737)	(1.363)
Reclassificação do hedge accounting (*)	(4.871)	(4.585)	(4.720)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar (**)	994	108	(15)
Atualização monetária de impostos a recuperar (***)	86	518	1.807
Outros	597	59	114
Total	(3.840)	(10.966)	(9.630)

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 34.3.a e 34.3.c.

(**) Em 2022, refere-se a atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de US\$ 1.293 (US\$ 121 em 2021) e devedora de dividendos a pagar no valor de US\$ 299 (US\$ 13 em 2021 e US\$ 15 em 2020).

(***) Em 2021, inclui atualização monetária sobre os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

12. Informações por Segmento

A Petrobras implementou ao longo de 2022 alterações no seu sistema de gestão baseado em valor, conforme métrica aprovada pela Diretoria Executiva. Essas alterações não modificaram a composição dos segmentos divulgáveis da Petrobras (E&P, RTC e G&E), no entanto, alteraram a mensuração de alguns componentes dos segmentos e do Corporativo e outros negócios, conforme a seguir:

- Contas a receber e impostos a recuperar, antes alocados aos segmentos de negócio, passam a ser apresentados em Corporativo e outros negócios. As perdas de crédito esperadas – PCE também seguem a mesma apresentação em Corporativo e outros negócios;
- Resultados com derivativos de commodities, antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser apresentados nos segmentos de negócios;
- Despesas gerais e administrativas da atividade de logística e comercialização de combustível, antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser apresentadas no segmento RTC.

Essas informações refletem o atual modelo de gestão da companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho. Nesse contexto, as informações por segmento do exercício de 2021 foram reapresentadas para fins de comparabilidade, conforme apresentado a seguir:

Demonstração do Resultado por Segmento de Negócio - 2021 Reapresentado

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Lucro líquido (prejuízo) do exercício divulgado - 2021	23.350	5.746	(109)	(7.291)	(1.710)	19.986
Alteração na mensuração	(29)	(121)	(13)	163	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício reapresentado - 2021	23.321	5.625	(122)	(7.128)	(1.710)	19.986

- - - - -

Demonstração do Resultado por Segmento de Negócio - 2020 Reapresentado

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Lucro líquido (prejuízo) do exercício divulgado - 2020	4.471	77	894	(4.898)	404	948
Alteração na mensuração	40	64	2	(106)	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício reapresentado - 2020	4.511	141	896	(5.004)	404	948

- - - - -

Ativo Total por Segmento de Negócio - 2021 Reapresentado

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo total divulgado - 31.12.2021	113.146	34.388	10.589	21.898	(5.673)	174.348
Alteração na mensuração	(3.671)	(3.782)	(2.809)	9.020	1.242	-
Ativo total reapresentado - 31.12.2021	109.475	30.606	7.780	30.918	(4.431)	174.348

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***12.1. Informações por Segmento - Resultado****Resultados Consolidados por Área de Negócio****2022**

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	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)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(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 investimentos	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 e 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

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	2021 - Reapresentado					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	55.584	74.524	12.051	504	(58.697)	83.966
Intersegmentos	54.479	1.416	2.564	238	(58.697)	-
Terceiros	1.105	73.108	9.487	266	-	83.966
Custo dos produtos vendidos	(23.673)	(65.620)	(9.494)	(503)	56.126	(43.164)
Lucro bruto	31.911	8.904	2.557	1	(2.571)	40.802
Despesas	3.240	(1.805)	(2.890)	(1.741)	(22)	(3.218)
Vendas	-	(1.539)	(2.668)	-	(22)	(4.229)
Gerais e administrativas	(152)	(245)	(73)	(706)	-	(1.176)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(687)	-	-	-	-	(687)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(415)	(11)	(25)	(112)	-	(563)
Tributárias	(192)	(122)	(38)	(54)	-	(406)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	3.107	289	(208)	2	-	3.190
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	1.579	(177)	122	(871)	-	653
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.151	7.099	(333)	(1.740)	(2.593)	37.584
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(10.966)	-	(10.966)
Resultado de participações em investimentos	119	941	98	449	-	1.607
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	35.270	8.040	(235)	(12.257)	(2.593)	28.225
Imposto de renda e contribuição social	(11.949)	(2.415)	113	5.129	883	(8.239)
Lucro (prejuízo) do ano	23.321	5.625	(122)	(7.128)	(1.710)	19.986
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	23.324	5.625	(219)	(7.145)	(1.710)	19.875
Acionistas não controladores	(3)	-	97	17	-	111

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2020 - Reapresentado					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	34.395	47.782	7.725	876	(37.095)	53.683
Intersegmentos	33.524	865	2.455	251	(37.095)	-
Terceiros	871	46.917	5.270	625	-	53.683
Custo dos produtos vendidos	(18.098)	(44.011)	(3.985)	(832)	37.731	(29.195)
Lucro bruto	16.297	3.771	3.740	44	636	24.488
Despesas	(9.187)	(2.895)	(2.575)	256	(24)	(14.425)
Vendas	-	(2.522)	(2.318)	(20)	(24)	(4.884)
Gerais e administrativas	(155)	(271)	(85)	(579)	-	(1.090)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(803)	-	-	-	-	(803)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(232)	(11)	(10)	(102)	-	(355)
Tributárias	(478)	(137)	(31)	(306)	-	(952)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(7.364)	164	36	(175)	-	(7.339)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(155)	(118)	(167)	1.438	-	998
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	7.110	876	1.165	300	612	10.063
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(9.630)	-	(9.630)
Resultado de participações em investimentos	(181)	(437)	128	(169)	-	(659)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	6.929	439	1.293	(9.499)	612	(226)
Imposto de renda/contribuição social	(2.418)	(298)	(397)	4.495	(208)	1.174
Lucro (prejuízo) do ano	4.511	141	896	(5.004)	404	948
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	4.515	175	823	(4.776)	404	1.141
Acionistas não controladores	(4)	(34)	73	(228)	-	(193)

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 & Energia (G&E)	Corporativo e outros negócios	Total
2022	10.415	2.248	448	107	13.218
2021	9.005	2.167	430	93	11.695
2020	8.661	2.114	473	197	11.445

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

12.2. Informações por Segmento - Ativo

	E&P	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2022						
Circulante	5.224	12.035	391	18.864	(5.264)	31.250
Não circulante	111.110	22.396	7.193	15.242	-	155.941
Realizável a longo prazo	6.351	1.811	94	12.964	-	21.220
Investimentos	379	977	173	37	-	1.566
Imobilizado	101.875	19.496	6.851	1.947	-	130.169
Em operação	92.087	16.851	4.808	1.585	-	115.331
Em construção	9.788	2.645	2.043	362	-	14.838
Intangível	2.505	112	75	294	-	2.986
Ativo Total	116.334	34.431	7.584	34.106	(5.264)	187.191
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2021 - Reapresentado						
Circulante	3.770	9.632	1.256	19.922	(4.431)	30.149
Não circulante	105.705	20.974	6.524	10.996	-	144.199
Realizável a longo prazo	3.635	1.489	95	9.115	-	14.334
Investimentos	393	970	119	28	-	1.510
Imobilizado	99.033	18.419	6.241	1.637	-	125.330
Em operação	87.210	16.086	3.739	1.373	-	108.408
Em construção	11.823	2.333	2.502	264	-	16.922
Intangível	2.644	96	69	216	-	3.025
Ativo Total	109.475	30.606	7.780	30.918	(4.431)	174.348

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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energia realizar 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 e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, e a exploração e o processamento de xisto.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com 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.

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&E 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 Energia: 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 participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

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 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 e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, *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) e a produção de biodiesel e de seus coprodutos. Em 2021, o resultado de outros negócios inclui a participação societária na coligada Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, até a data da venda da participação remanescente na coligada, ocorrida em julho de 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***13. Contas a receber****13.1. Contas a receber, líquidas**

	31.12.2022	31.12.2021
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	5.210	4.839
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 35.1)	93	385
Subtotal	5.303	5.224
Outras contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento (*)	1.922	2.679
Arrendamentos	394	435
Outras	765	872
Partes relacionadas		
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	602	506
Subtotal	3.683	4.492
Total do contas a receber	8.986	9.716
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.533)	(1.428)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(3)	(20)
Total do contas a receber, líquidas	7.450	8.268
Circulante	5.010	6.368
Não circulante	2.440	1.900

(*) Em 31.12.2022, refere-se, principalmente, a recebíveis pelo desinvestimento de Atapu, Sêpia, Carmópolis, Roncador, Maromba, Miranga, Baúna, Pampo e Enchova, Breitener, Rio Ventura e Cricaré. Em 2021, refere-se, principalmente, a valores a receber (incluindo juros e atualização monetária e cambial) do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste (NTS), no Bloco BM-S-8 do campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), além dos valores referentes a Rio Ventura, Roncador, Pampo Enchova, Baúna e Miranga.

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 2022 totalizou US\$ 470 (US\$ 1.155 em 31 de dezembro de 2021).

A expectativa da companhia é que os precatórios oriundos da conta petróleo e álcool sejam recebidos entre 2023 a 2027, conforme reforma constitucional de dezembro de 2021, que estabeleceu limites para desembolso do Governo Federal em cada exercício.

13.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2022	31.12.2021
	Perdas de crédito esperadas	Perdas de crédito esperadas
	Contas a receber	Contas a receber
A vencer	6.474	7.059
Vencidos:		
Até 3 meses	189	218
De 3 a 6 meses	30	40
De 6 a 12 meses	63	51
Acima de 12 meses	1.535	1.457
Total	8.291	8.825

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

	31.12.2022	31.12.2021
Saldo inicial	1.448	1.596
Adições	136	69
Baixas	(21)	(40)
Reversões	(81)	(112)
Transferência de ativos mantidos para venda	-	(8)
Ajuste de Conversão	54	(57)
Saldo Final	1.536	1.448
Circulante	245	158
Não circulante	1.291	1.290

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.

PCE é a média ponderada de perdas de crédito históricas com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à companhia e todos os fluxos de caixa que a companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

Em geral, para os demais recebíveis, a companhia reconhece provisão por valor equivalente à PCE para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro aumentar significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à PCE (vida toda).

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a companhia compara o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

14. Estoques

	31.12.2022	31.12.2021
Petróleo	3.738	3.048
Derivados de petróleo	3.278	2.495
Intermediários	587	532
Gás Natural e GNL	135	349
Biocombustíveis	14	19
Fertilizantes	4	8
Total produtos	7.756	6.451
Materiais, suprimentos e outros	1.023	804
Total	8.779	7.255

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

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.

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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia reconheceu uma perda de US\$ 11 no custo de vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma reversão de US\$ 1 do custo de vendas no exercício findo em 31 de dezembro de 2021) devido principalmente a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e derivados.

Em 31 de dezembro de 2022, 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\$ 1.082, já deduzido dos volumes equivalentes da liquidação parcial antecipada realizada em fevereiro de 2022, atendendo à condição contratual de cobertura da dívida com os TCFs.

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 a 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

15. Fornecedores

	31.12.2022	31.12.2021
Terceiros no país	3.497	3.556
Terceiros no exterior	1.935	1.861
Partes relacionadas	32	66
Saldo total no Passivo Circulante	5.464	5.483

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 2022, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de US\$ 130 (US\$ 178 em 31 de dezembro de 2021) e possui prazo médio de pagamento de 24 dias.

16. Tributos

16.1. Tributos correntes

	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
No país						
Tributos sobre o lucro	160	133	2.505	682	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	50	43	302	300
	160	133	2.555	725	302	300
No exterior	5	30	328	8	-	-
Total	165	163	2.883	733	302	300

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, 2018, 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 lavrado pela Receita Federal do Brasil em decorrência do tratamento de despesas decorrentes do Termo de Compromisso Financeiro (TFC) como dedutíveis na determinação do lucro tributável para fins de cálculo do imposto de renda. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais, corrigidas pela taxa Selic, a partir de janeiro de 2018.

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:

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	2022	2021	2020
Lucro do exercício antes dos impostos	53.525	28.225	(226)
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(18.197)	(9.597)	77
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			-
Juros sobre capital próprio	1.234	843	(16)
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	822	296	1.874
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(763)	(546)	(743)
Incentivos fiscais	187	50	(9)
Prejuízos fiscais	221	59	(428)
Benefício pós emprego	(394)	(802)	559
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	87	318	49
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários	33	903	-
Outros	-	237	(189)
Outros	(16.770)	(8.239)	1.174
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(906)	(4.058)	1.743
Imposto de renda e contribuição social correntes	(15.864)	(4.181)	(569)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	31,3%	29,2%	(519,5)%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2022	2021
Saldo inicial	(625)	6.256
Reconhecido no resultado	(906)	(4.058)
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.220)	(1.555)
Ajuste de conversão	(45)	(133)
Utilização de créditos tributários	(1.123)	(1.172)
Outros	1	37
Saldo final	(5.918)	(625)

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

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2022	31.12.2021
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento	Depreciação, amortização e baixa de ativos	158	(1.362)
Imobilizado - <i>Impairment</i>	Amortização, baixa de ativos e reversão <i>impairment</i>	3.602	4.382
Imobilizado - Depreciação, acelerada e linear x unidade	Depreciação, amortização e baixa de Ativos	(15.438)	(12.924)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	810	3.490
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	434	1.244
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	885	605
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	914	1.827
Estoques	Venda, baixa e perda	333	228
Benefícios concedidos a empregados, principalmente	Pagamento e reversão da provisão	1.518	1.250
Outros		866	635
Total		(5.918)	(625)
Impostos diferidos ativos		832	604
Impostos diferidos passivos		(6.750)	(1.229)

Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários

Em 24 de setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF), em julgamento de recurso extraordinário com repercussão geral, ainda não transitado em julgado, decidiu que é inconstitucional a incidência do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre a atualização da Selic (juros de mora e correção monetária), incidentes sobre os indêbitos tributários.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A companhia possui mandado de segurança, no qual discute o direito à repetição dos montantes de IRPJ e CSLL que incidiram sobre os valores correspondentes à Selic aplicada em seus indêbitos tributários e depósitos judiciais, desde março de 2015, bem como pleiteia o afastamento definitivo dessa incidência tributária.

Em 20 de outubro de 2021, foi proferida decisão judicial, no mandado de segurança, reconhecendo o direito da companhia a não tributação da Selic no indêbito tributário.

Com base na decisão do STF, bem como dos fundamentos jurídicos apresentados na decisão da Suprema Corte, a companhia reavaliou a expectativa de ganho do direito em relação à atualização SELIC dos indêbitos tributários, considerando que é provável que o tratamento fiscal seja aceito.

Desta forma, a companhia reconheceu em 2021 o montante de US\$ 903, como receita de IRPJ e CSLL corrente e diferido, conforme ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (equivalente à norma internacional IFRIC 23).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 Plano Estratégico (PE) 2023-2027, que tem como pilares a preservação da solidez financeira, a dupla resiliência dos projetos, tanto financeira quanto ambiental, e o foco na geração de valor.

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 baseadas no PE 2023-2027.

Em 31 de dezembro de 2022, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2023	55	(93)
2024	22	304
2025	20	1.091
2026	20	1.033
2027	20	(171)
2028 em diante	695	4.586
Parcela registrada contabilmente	832	6.750

Adicionalmente, a Companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	31.12.2022	Ativos 31.12.2021
País	-	1
Exterior	987	1.351
Parcela não registrada contabilmente	987	1.352

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados por uma subsidiária da companhia, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos. Em 2022, a companhia registrou parte desses créditos tributários, no valor de US\$ 249, em função das projeções de lucro tributário futuro, suportado pela entrada, dessa subsidiária, na cadeia de exportação da Petrobras.

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

	2030 - 2032	2033 - 2035	2036 - 2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	418	339	167	63	987

Posições fiscais incertas

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia possui tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de US\$ 6.043 (US\$ 4.983 em 2021), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 18.3.1 Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de US\$ 30.020 (US\$ 10.712 em 2021), 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.

Em 8 de fevereiro de 2023, o Supremo Tribunal Federal, por unanimidade, considerou que uma decisão definitiva (coisa julgada) sobre tributos recolhidos de forma continuada, perde seus efeitos caso a Corte se pronuncie em

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

sentido contrário em momento posterior. O julgamento tomou como base cobranças da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), tributo julgado constitucional pelo STF em 2007. A referida decisão não implica em qualquer impacto para a Petrobras.

Prática contábil para imposto de renda e contribuição social diferidos

A companhia apura seus tributos sobre o lucro de acordo com a legislação vigente ao final do período que está sendo reportado. Estes tributos são calculados com base no lucro tributável, conforme legislação pertinente, e mensurados pelas alíquotas vigentes no final do exercício 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.

As despesas com imposto de renda sobre lucros provenientes de controladas no exterior são contabilizadas na demonstração do resultado com base nas mesmas alíquotas de imposto de renda praticadas no Brasil, ajustadas por dividendos e resultados de investimentos em equivalência patrimonial.

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 liquidar 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 que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

O ativo 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 o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada. Quando houver diferenças temporárias tributáveis insuficientes relacionadas à mesma autoridade tributária e à mesma entidade tributável, um imposto diferido é reconhecido na medida em que seja provável que a entidade tenha lucro tributável suficiente em períodos futuros, com base nas projeções aprovadas pela administração e apoiados no Plano Estratégico da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

16.2. Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante (*)	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	716	665	473	379	699	995	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido (**)	378	418	2.362	2.030	28	499	89	45
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	657	594	-	-	-	-
CIDE	1	6	-	-	5	42	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	1.996	2.147	114	21
Imposto de renda e contribuição	-	-	-	-	149	86	-	-
Programas de regularização de	-	-	-	-	9	67	7	6
Outros	40	48	273	249	143	142	83	70
Total no Brasil	1.135	1.137	3.765	3.252	3.029	3.978	293	142
Impostos no exterior	7	46	13	9	19	23	-	-
Total	1.142	1.183	3.778	3.261	3.048	4.001	293	142

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

(**) Em 2022, inclui US\$ 5 (US\$ 104 em 31 de dezembro de 2021), no ativo circulante, referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

Os créditos de ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indêbitos, 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 linearmente em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços para ativos em construção, uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como os créditos tributários extemporâneos.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas à União 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.

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, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Atualmente, duas ações continuam na etapa de precatório, com valores conforme pleiteados pela companhia. 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.

Em 31 de dezembro de 2022, o montante atualizado monetariamente é de US\$ 657 (US\$ 594 em 31 de dezembro de 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

17. 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.

	31.12.2022	31.12.2021
Passivo		
Benefícios de curto prazo	1.452	1.289
Benefícios rescisórios	192	349
Benefícios pós emprego	11.246	9.880
Total	12.890	11.518
Circulante	2.215	2.144
Não Circulante	10.675	9.374

17.1. Benefícios de Curto Prazo

	31.12.2022	31.12.2021
Programa de remuneração variável empregados	489	461
Provisão de férias	505	440
Salários, encargos e outras provisões	327	270
Participação nos lucros ou resultados	131	118
Total	1.452	1.289
Circulante	1.421	1.286
Não circulante (*)	31	3

(*) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos administradores e dos gestores executivos.

A companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	2022	2021	2020
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(3.006)	(2.665)	(3.064)
Programa de remuneração variável (*)	(547)	(469)	(439)
Participações nos lucros ou resultados (*)	(131)	(125)	(7)
Honorários e encargos de Administradores	(14)	(15)	(14)
Total	(3.698)	(3.274)	(3.524)

(*) Inclui valores de reversão da provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

17.1.1. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 17 de setembro de 2021, o Conselho de Administração (CA) aprovou ajuste nos critérios para concessão do programa de remuneração variável 2021 para os empregados. O modelo de PPP 2021 apresenta para o acionamento do programa, além do lucro líquido no exercício, a declaração e o pagamento de remuneração aos acionistas para o exercício em referência aprovados pelo CA.

Em 15 de dezembro de 2021, o Conselho da Administração aprovou o PPP 2022 para os empregados. Foram mantidos os critérios do modelo do PPP 2021 para acionamento do programa.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, as principais variações relacionadas à PPP foram:

- pagamento de US\$ 507 referente à PPP provisionada em 2021;

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- pagamento de US\$ 85 referente à PPP provisionada em 2022;
- provisão de US\$ 553 para a PPP referente a 2022, contabilizada em outras receitas e despesas.

Participação nos Lucros ou resultados (PLR)

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo de PLR, para os próximos 2 anos antes do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, apenas um sindicato assinou o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

O atual acordo para o PLR prevê que apenas empregados sem funções gerenciais terão direito a receber participação nos lucros com limites individuais de acordo com sua remuneração. Para que o PLR seja pago para os anos de 2021 e 2022, os seguintes requisitos devem ser atendidos: (i) distribuição de dividendos aos acionistas aprovados pela Assembleia Geral Ordinária, (ii) lucro líquido do exercício, e (iii) cumprimento do percentual médio ponderado de pelo menos 80% de um conjunto de indicadores.

O valor máximo de PLR a ser distribuído é limitado a 5% do EBITDA Ajustado (uma medida não GAAP definida como lucro líquido mais receita (despesa) financeira líquida); imposto de renda e CSLL; depreciação, depleção e amortização; resultado de participações em investidas; *impairment*; resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária e reclassificação de AAC; e resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas), para 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício, o que for menor.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, as principais variações relacionadas à PLR foram:

- pagamento de US\$ 129 referente à PLR provisionada em 2021;
- provisão de US\$ 132 para a PLR referente a 2022, contabilizada em outras receitas e despesas.

Prática contábil para programas de remuneração variável (PPP e PLR)

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

17.2. 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.

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.

A Transpetro lançou novo programa de desligamento voluntário para os empregados do quadro de mar. As inscrições ocorreram no período entre 4 de maio de 2022 e 14 de julho de 2022 e o prazo máximo previsto para desligamento dos empregados que aderirem ao programa é de 3 de dezembro de 2022.

Considerando o conjunto dos programas, existem 11.688 adesões acumuladas até 31 de dezembro de 2022 (11.418 adesões até 31 de dezembro de 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A movimentação da provisão está representada a seguir:

	2022	2021
Saldo inicial	349	900
Efeitos no resultado	16	(11)
Inscritos no PDV	18	30
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(2)	(41)
Efeitos no caixa	(199)	(497)
Utilização por desligamento	(199)	(497)
Ajuste de conversão	26	(43)
Saldo final	192	349
Circulante	75	207
Não Circulante	117	142

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 2022, do total provisionado de US\$ 192, o valor de US\$ 22 corresponde a segunda parcela de 426 empregados desligados e de US\$ 170 corresponde a 1.651 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até setembro de 2025.

17.3. Benefícios pós emprego

A companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco tipos principais de 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:

	31.12.2022	31.12.2021
Passivo		
Plano de Saúde - Saúde Petrobras	5.813	4.485
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	3.606	3.233
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	1.041	658
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	284	817
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	339	511
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	163	165
Outros planos	-	11
Total	11.246	9.880
Circulante	719	651
Não Circulante	10.527	9.229

17.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de saúde

O Plano de saúde, nomeado “Saúde Petrobras” pelos beneficiários é administrado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano cobre todos os empregados atuais, aposentados e está aberto a novos empregados.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Atualmente patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, o plano está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de cobertura e a um maior nível de utilização de 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 e aposentados realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de alto risco e contribuições variáveis para parcela do custo dos demais procedimentos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas com base em determinados parâmetros, como o salário e níveis de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso, com coparticipação dos empregados e aposentados.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no acordo coletivo de trabalho (ACT), sendo, atualmente, 60% (sessenta por cento) pela companhia e 40% (quarenta por cento) pelos participantes.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2022, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado na nota 17.3.2.

17.3.2. Valores nas demonstrações financeiras relacionadas 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 17.3.6.

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

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	12.771	4.119	1.102	5.813	-	23.805
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.881)	(2.739)	(939)	-	-	(12.559)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2022	3.890	1.380	163	5.813	-	11.246
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro 2022	4.050	1.169	165	4.485	11	9.880
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	457	129	33	609	-	1.228
Custo do serviço corrente	10	1	13	105	-	129
Custo dos juros líquidos	447	128	20	504	-	1.099
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	420	417	(45)	791	-	1.583
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	420	417	(45)	791	-	1.583
Efeito caixa	(1.325)	(421)	-	(384)	-	(2.130)
Pagamento de contribuições	(304)	(94)	-	(384)	-	(782)
Pagamento do termo de compromisso financeiro (**)	(1.021)	(327)	-	-	-	(1.348)
Outros movimentos	288	86	10	312	(11)	685
Outros	-	-	-	1	(10)	(9)
Ajustes de conversão	288	86	10	311	(1)	694
Saldo em 31 de dezembro de 2022	3.890	1.380	163	5.813	-	11.246

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

(**) Inclui o pagamento de R\$ 6.882 de parte do principal do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) realizado em 25 de fevereiro de 2022.

	Planos de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(7.431)	(2.316)	(822)	-	2	(10.567)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2021	4.050	1.169	165	4.485	11	9.880
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro 2020 (**)	7.524	2.696	477	5.356	16	16.069
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	469	178	72	1.388	(9)	2.098
Custo do serviço passado	(1)	-	-	845	-	844
- Valor presente da obrigação	(730)	(33)	-	845	-	82
- Valor do ativo garantidor - transferência para patrimônio no	496	22	-	-	-	518
- Aporte da patrocinadora no PP3	233	11	-	-	-	244
Custo do serviço corrente	13	1	37	158	(10)	199
Custo dos juros líquidos	438	172	35	385	1	1.031
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(2.223)	(989)	(362)	(1.601)	6	(5.169)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(2.223)	(989)	(362)	(1.601)	6	(5.169)
Efeito caixa	(1.339)	(591)	-	(309)	-	(2.239)
Pagamento de contribuições (***)	(475)	(86)	-	(309)	-	(870)
Pagamento da obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	(340)	(101)	-	-	-	(441)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(524)	(404)	-	-	-	(928)
Outros movimentos	(381)	(125)	(22)	(349)	(2)	(879)
Ajustes de conversão	(381)	(125)	(22)	(349)	(2)	(879)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2021	4.050	1.169	165	4.485	11	9.880

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

(**) Inclui obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio.

(***) Inclui o pagamento do aporte para migração ao plano de contribuição definida PP-3 (US\$ 241).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)**

	2022					
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valor presente das obrigações no início do exercício	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447
Reconhecido no resultado	1.277	382	129	609	-	2.397
Custo dos juros	1.267	381	116	504	-	2.268
Custo do serviço	10	1	13	105	-	129
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	281	380	(6)	791	-	1.446
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	1.367	687	95	(277)	-	1.872
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	-	4	6	(25)	-	(15)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	(1.086)	(311)	(107)	1.093	-	(411)
Outros	(268)	(128)	(8)	(72)	(9)	(485)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.088)	(379)	(72)	(384)	-	(1.923)
Contribuições de participantes	23	6	-	-	-	29
Outros	-	-	1	-	(9)	(8)
Ajustes acumulados de conversão	797	245	63	312	-	1.417
Valor presente das obrigações no fim do exercício	12.771	4.119	1.102	5.813	-	23.805

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

	2021					
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valor presente das obrigações no início do exercício	15.847	4.811	1.177	5.356	26	27.217
Reconhecido no resultado	1.178	355	122	1.388	(8)	3.035
Custo dos juros	1.166	354	85	385	2	1.992
Custo do serviço	13	1	37	158	(10)	199
Custo do serviço passado	(1)	-	-	845	-	844
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(2.969)	(1.041)	(168)	(1.601)	(7)	(5.786)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(313)	(301)	315	(239)	(8)	(546)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	-	-	(5)	96	-	91
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	(2.656)	(740)	(478)	(1.458)	1	(5.331)
Outros	(2.575)	(640)	(144)	(658)	(2)	(4.019)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(952)	(319)	(65)	(309)	-	(1.645)
Contribuições de participantes	26	7	-	-	-	33
Transferência e aporte no PP3	(680)	(31)	-	-	-	(711)
Ajustes acumulados de conversão	(969)	(297)	(79)	(349)	(2)	(1.696)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447

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

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

A Petrobras possui quatro planos de previdência, PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, em fase de consumo do ativo garantidor, e um plano, o PP2, cuja maior parte dos participantes está na fase de acumulação de patrimônio.

A evolução do ativo garantidor reflete essas características dos planos, sendo resultado da entrada das contribuições e do resgate de patrimônio para pagamento de benefícios, além da influência da rentabilidade dos investimentos dos ativos.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

						2022
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	7.431	2.316	822	-	(2)	10.567
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	820	253	96	-	-	1.169
Receita de Juros	820	253	96	-	-	1.169
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(139)	(37)	39	-	-	(137)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de juros	(139)	(37)	39	-	-	(137)
Efeito caixa	1.325	421	-	384	-	2.130
Contribuições pagas pela companhia	304	94	-	384	-	782
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	1.021	327	-	-	-	1.348
Outros movimentos	(556)	(214)	(18)	(384)	2	(1.170)
Contribuições de participantes	23	6	-	-	-	29
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(1.088)	(379)	(72)	(384)	-	(1.923)
Outros	-	-	-	-	2	2
Ajustes acumulados de conversão	509	159	54	-	-	722
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	8.881	2.739	939	-	-	12.559

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

						2021
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	8.650	2.213	700	-	12	11.575
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	728	182	50	-	1	961
Receita de Juros	728	182	50	-	1	961
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(746)	(52)	194	-	(13)	(617)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de juros	(746)	(52)	194	-	(13)	(617)
Efeito caixa	999	490	-	309	-	1.798
Contribuições pagas pela companhia	475	86	-	309	-	870
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	524	404	-	-	-	928
Outros movimentos	(2.200)	(517)	(122)	(309)	(2)	(3.150)
Contribuições de participantes	26	7	-	-	-	33
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(952)	(319)	(65)	(309)	-	(1.645)
Transferência e aporte no PP3	(680)	(31)	-	-	-	(711)
Ajustes acumulados de conversão	(594)	(174)	(57)	-	(2)	(827)
Valor justo dos ativos dos planos no fim do exercício	7.431	2.316	822	-	(2)	10.567

(*) 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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, simulando um período de 30 anos.

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

Categorias dos ativos dos planos	2022			2021		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	-	1.353	1.353	11%	846	8%
Renda fixa	3.548	5.297	8.845	70%	6.864	67%
Títulos públicos	3.503	3.947	7.450	-	4.522	-
Fundos de renda fixa	-	864	864	-	860	-
Outros investimentos	45	486	531	-	1.482	-
Renda variável	1.184	243	1.427	9%	1.918	16%
Ações à vista	1.184	-	1.184	-	1.686	-
Outros investimentos	-	243	243	-	232	-
Investimentos Estruturados	33	126	159	4%	184	2%
Imóveis	-	490	490	4%	475	4%
	4.765	7.509	12.274	98%	10.287	97%
Empréstimos a participantes	-	285	285	2%	280	3%
Valor justo dos ativos dos planos no final do	4.765	7.794	12.559	100%	10.567	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 2022, os investimentos incluem debêntures, no valor de US\$ 3 (US\$ 6 in 2021), além de ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 in 2021), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de US\$ 2 (US\$ 243 in 2021).

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

	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(33)	(5)	(20)	(222)	-	(280)
Relativa aos inativos (Outras Despesas Operacionais)	(424)	(124)	(13)	(387)	-	(948)
Despesa reconhecida no resultado do exercício -2022	(457)	(129)	(33)	(609)	-	(1.228)
Despesa reconhecida no resultado do exercício -2021	(469)	(178)	(72)	(1.388)	9	(2.098)
Despesa reconhecida no resultado do exercício -2020	(399)	(139)	(131)	1.672	(2)	1.001

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

17.3.3. Contribuições

No exercício 2022, a companhia contribuiu com o total de US\$ 2.130 para os planos de benefícios definidos, (reduzindo o saldo das obrigações, desses planos, conforme nota explicativa 17.3.2), e com US\$ 197 e US\$ 2, respectivamente, para a contribuição definida parcelas dos planos PP-2 e PP-3 (US\$ 169 para PP-2 e US\$ 1 para PP-3 em 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Para 2023, as contribuições previstas para os planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, são de US\$ 423, e para o PP-2 são de US\$ 205, referentes a parcela de contribuição definida.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 31 de março de 2023, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros, pois há reserva para cobrir o valor em risco. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

17.3.4. 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 2022.

	Plano de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	2022	2021
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	A M S		Total	Total
Até 1 Ano	999	354	74	301	-	1.728	1.520
De 1 a 5 Anos	4.122	1.437	313	1.149	-	7.021	6.150
De 6 a 10 Anos	2.888	973	231	1.275	-	5.367	4.615
De 11 a 15 Anos	1.962	622	166	1.012	-	3.762	3.193
Acima de 15 Anos	2.800	733	318	2.076	-	5.927	4.969
Total	12.771	4.119	1.102	5.813	-	23.805	20.447

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

17.3.5. 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
Número de anos durante os quais os benefícios a serem pagos pelos planos de benefícios definidos deverão ser pagos.	11,06	6,59	10,37	7,14

17.3.6. 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:

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	Planos de Pensão PP2	2022 Plano de saúde
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,95%	11,95%	11,93%	11,93%	11,97%	11,97%
Taxa real de desconto	6,16%	6,16%	6,15%	6,15%	6,18%	6,18%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,27%	6,16%	6,27%	6,16%	7,74%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9,87% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecrem 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: Experiência Invalidez PP-2 2022 Assistidos: n/a
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	n/a	n/a	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,45% para 2023 e atingindo 3,25% de 2027 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

						2021
						Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	10,64%	10,62%	10,55%	10,54%	10,73%	10,68%
Taxa real de desconto	5,40%	5,38%	5,32%	5,31%	5,49%	5,44%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	5,83%	5,63%	5,83%	5,63%	7,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,24% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas suavizada em 50%	Ativos: Álvaro Vindas suaviz 50%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-49, masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,97% para 2022 e atingindo 3,25% de 2026 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.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.3.

17.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigações atuariais	(1.474)	1.882	(602)	735	772	(176)
Custo do serviço e juros	(24)	47	(46)	56	128	(26)

Prática contábil para benefícios definidos pós-emprego

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O método da unidade de crédito projetada 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 - estimativas e julgamentos relevantes.

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.

18. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências

18.1. Processos provisionados

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; e (iii) não recolhimento de CIDE combustíveis sobre importação de propano e butano.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) multas aplicadas pela ANP, em especial as relativas a sistemas de medição de produção; e (iii) litígios envolvendo conflitos societários.
- 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:

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Passivo não circulante	31.12.2022	31.12.2021
Processos trabalhistas	737	716
Processos fiscais	466	306
Processos cíveis	1.504	820
Processos ambientais	303	176
Total	3.010	2.018

	2022	2021
Saldo inicial	2.018	2.199
Adição, líquida de reversão	1.072	540
Utilização	(487)	(715)
Revisão de processos já provisionados e juros	273	150
Outros	(2)	8
Ajuste de conversão	136	(164)
Saldo final	3.010	2.018

Na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos judiciais, administrativos e arbitrais em que a Companhia é ré, a fim de estimar os montantes das obrigações e a probabilidade de saída de recursos será necessário.

18.2. Depósitos Judiciais

Ativo não circulante	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais	7.876	5.790
Trabalhistas	907	796
Cíveis	2.089	1.275
Ambientais	109	101
Outros	72	76
Total	11.053	8.038

	2022	2021
Saldo inicial	8.038	7.281
Adição, líquido de reversão	1.710	1.145
Utilização	(115)	(109)
Atualização financeira	897	263
Outros	(9)	3
Ajuste de conversão	532	(545)
Saldo final	11.053	8.038

18.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais, administrativos e arbitrais, que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2022, 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	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais	32.094	24.785
Trabalhistas	8.272	7.172
Cíveis - Gerais	7.548	5.720
Cíveis - Ambientais	1.257	1.192
Total	49.171	38.869

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

As tabelas a seguir detalham as principais causas de natureza tributária, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas são classificadas como possíveis:

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa	
	31.12.2022	31.12.2021
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) 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 companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.	10.386	9.092
2) 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.	4.396	3.890
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia obteve decisões favoráveis definitivas no CARF e novos autos foram lavrados.	705	827
4) 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.	922	706
5) 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.	485	428
6) 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 administrativa e judicial diversas.	646	570
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 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	501	234
8) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	986	330
9) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento. Situação atual: Em uma das autuações, houve decisão administrativa desfavorável. Aguarda-se julgamento de recurso voluntário da Petrobras. Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	498	287
10) 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 2022, a companhia recebeu novo auto de infração.	294	249
11) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável Situação atual: Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração referente a cobrança, por responsabilidade solidária, de tributos aduaneiros e multas decorrentes da importação de bens pelo regime do Repetro, para utilização no consórcio Frade.	2.414	-
12) Aduaneiro – Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro. Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como inexatas nas declarações de importação. Há decisão judicial desfavorável à companhia. Situação atual: Existem processos em fase administrativa e judicial diversas.	240	209
13) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias. Situação atual: Em 2022, a companhia recebeu novo auto de infração que tem como objeto a cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), decorrentes	870	-
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
14) 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.	425	367
Autor: Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AL, BA, PE, PA e RS.		

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

15) 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.	842	746
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE, RJ e PA.		
16) ICMS – Importação exigido pelos estados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos.	440	110
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, GO, MA, SP, CE, RO e PE.		
17) 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.	916	788
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
18) 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 Estado do RJ. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	929	800
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, SP, PR, AM, CE, MT, RN e PE.		
19) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	687	569
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.		
20) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	799	446
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
21) 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: Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	263	232
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR, SE e CE.		
22) 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.	478	417
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PE, CE e AM.		
23) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	486	422
Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.		
24) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2022, foram proferidas decisões judiciais favoráveis à companhia em dois processos judiciais, no Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. Aguarda-se julgamento de Recurso Especial interposto pelo Município.	347	289
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
25) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços. Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	223	201
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
26) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios". Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a expectativa das ações foi reclassificada para perda remota em razão de decisão favorável à tese da companhia no Tribunal de Justiça	-	1.071
27) Processos diversos de natureza fiscal.	1.916	1.505
Total de processos de natureza fiscal	32.094	24.785

Estimativa**Descrição dos processos de natureza trabalhista****31.12.2022 31.12.2021****Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.**

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A lide encontra-se no Supremo Tribunal Federal (STF). O Ministro Relator do Recurso Extraordinário da Petrobras, em 28/07/2021, decidiu monocraticamente de maneira favorável à companhia, reformando a decisão do Pleno do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que era contrária à companhia. Atualmente, o julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos <i>amici curiae</i> em face da referida decisão do Ministro Relator está em andamento, com 3 votos favoráveis à companhia, reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vistor.	6.806	5.917
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.466	1.255
Total de processos de natureza trabalhista	8.272	7.172

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza cível	31.12.2022	31.12.2021
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
1) Processos administrativos e judiciais que discutem: a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos; b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras. Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2022, a companhia recebeu novos autos de infração.	1.980	1.197
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 das participações especiais (PE). Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2022, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que são realizados pela Petrobras: a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais 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 arbitragem continua suspensa por decisão judicial; b) Baúna e Piracaba: o Tribunal Regional Federal da 2ª Região manteve a suspensão da arbitragem. A Petrobras ingressou com recursos aos Tribunais Superiores; 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 até o item 6 do cronograma conjunto (reunião pré-audiência) formulado pelas partes.	1.531	829
Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.		
3) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN/BA) e outras ações judiciais em que Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2022, houve redução no valor em razão de acordos celebrados pela Petrobras.	39	318
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
4) 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 2022, houve aumento de valor em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	2.988	2.491
5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem, responsabilidade civil e compra e venda de ativos.	1.010	885
Total de processos de natureza cível	7.548	5.720

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza ambiental	31.12.2022	31.12.2021

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.

	1.257	1.192
Total de processos de natureza ambiental	1.257	1.192

18.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

18.4.1. 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 Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 26 de maio de 2021, após decisões intermediárias anteriores em que a Corte entendeu que possui jurisdição para julgar a maioria dos sete pedidos formulados pela Fundação, a Corte decidiu que a ação coletiva deve prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e sejam representados pela Fundação. No entanto, estão excluídos da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações e defesas por escrito em relação ao mérito da ação. A Corte marcou audiências para alegações orais, que ocorreram nos dias 17 e 24 de janeiro de 2023. Nestas audiências, a Corte não forneceu quaisquer indicações sobre o conteúdo da sua decisão sobre o mérito da causa. A Corte determinou que a Petrobras e os demais réus podem apresentar manifestações complementares em 22 de fevereiro de 2023, após as quais a Corte pretende proferir sentença em 26 de julho de 2023. Tal prazo é indicativo e a decisão poderá ser adiada ou antecipada.

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. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, porque essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras é incapaz de estimar uma eventual perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva, uma vez que a decisão final terá natureza meramente declaratória.

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

18.4.2. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

No dia 14 de junho de 2019, a companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pagado a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

18.4.3. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar "fato relevante" na Argentina sobre a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* ("Associação") perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Cámara Penal Económico) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Económico Criminal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Económico Criminal nº 2 dessa mesma cidade. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz.
- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. A Petrobras apresentou sua defesa preliminar de mérito, ainda não apreciada pelo juiz, além de defesas processuais que atualmente são objeto de recursos em instâncias recursais da Justiça argentina. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. A Petrobras recorreu contra essa decisão perante a Corte de Cassação, tendo o recurso da companhia sido negado. Após o juízo de primeira instância negar a imunidade de jurisdição à Petrobras, a companhia recorreu ao Tribunal. Em 27 de dezembro de 2022, o Tribunal considerou novamente a decisão de primeira instância prematura, determinando que uma terceira fosse proferida, ainda pendente. Em outra frente processual, no dia 14 de setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pela Corte de Cassação após recurso da Associação. Em 2 de novembro de 2022, a Petrobras interpôs recurso contra essa decisão perante a Suprema

Corte argentina, ainda pendente de julgamento. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

18.4.4. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”)

Em fevereiro de 2016, a EIG Management Company, LLC e alguns fundos afiliados (em conjunto denominados “EIG”) ajuizaram uma demanda perante a Corte Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. com relação à compra indireta de participações societárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir plataformas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que a Petrobras teria induzido os autores a investir na Sete Brasil e que era uma das responsáveis pela crise financeira da Sete, que entrou com processo de recuperação judicial no Brasil.

Em 2017, a Corte Distrital negou o pedido de arquivamento sumário apresentado pela Petrobras, tendo decidido que o processo deveria seguir para a fase de produção de provas. Houve a interposição de recursos por parte da Petrobras, tendo tal fase recursal perdurado até 16 de janeiro de 2020, quando a decisão da Corte do Distrito de Colúmbia se tornou definitiva. Durante o ano de 2020, as partes se envolveram em extensas trocas de documentos e outras provas documentais. As partes também ouviram os depoimentos de diversas testemunhas dos fatos. Em 2021, além da continuidade de tais oitivas, foram produzidas provas periciais, bem como as partes apresentaram pedidos para que o caso fosse julgado sumariamente (*motion for summary judgment*).

Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização 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 no terceiro trimestre de 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia.

Em 26 de agosto de 2022, foi apresentado requerimento pela Petrobras para que a ação fosse suspensa até o julgamento do referido recurso, tendo tal suspensão sido concedida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

Em 26 de agosto de 2022, a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda, a pedido da EIG. A decisão foi fundamentada naquela proferida medida cautelar pela Corte Distrital do Distrito de Columbia, em 8 de agosto de 2022, e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado anteriormente. Apenas para o fim dessa cautelar, a Corte Distrital de Amsterdã limitou os pedidos da EIG em um total de cerca de US\$ 297,2, embora a Corte norte-americana tenha decidido que qualquer concessão de indenização dependerá da comprovação de danos pela EIG em audiência de julgamento. Há algumas discussões sobre o escopo dos bens bloqueados pela EIG, mas não há nenhum processo pendente a esse respeito na Holanda. Tal bloqueio cautelar não impede o cumprimento de obrigações da Petrobras e de suas subsidiárias perante terceiros.

18.5. Arbitragens 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, pretende ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

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

Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas, de modo que não há previsão para sentença dos respectivos tribunais arbitrais.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes.

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. O processo judicial ainda se encontra pendente e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2022, não ocorreram eventos que modificassem a avaliação sobre as arbitragens no Brasil.

18.6. Processo judicial – Empréstimo Compulsório - Eletrobras

O governo brasileiro, pretendendo financiar a expansão do sistema elétrico nacional, estabeleceu o empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, que durou até 1993. O empréstimo era cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 2010, a companhia ingressou com ação judicial com vistas a ter reconhecido o seu direito de receber as diferenças de correção monetária e juros de empréstimo compulsório da Eletrobrás, relativamente à terceira conversão de ações da Eletrobrás, no período de 1987 a 1993.

O processo teve trânsito em julgado favorável em dezembro de 2022, em relação ao mérito do processo. Atualmente, encontra-se no início da fase de execução, quando haverá a apuração e liquidação do crédito da companhia. Considerando que ainda pendem discussões judiciais acerca da metodologia de cálculo para esta apuração, o valor do ativo contingente será aferido no curso do processo.

18.7. Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Em 2022, a Petrobras celebrou acordos com a CEGÁS, SCGÁS e ES GÁS, com o objetivo de pôr fim aos litígios existentes e pacificar questões controvertidas em relação ao preço do gás natural fornecido, com base nas condições econômicas atuais do mercado de gás natural. No caso da ES GÁS, os novos contratos de compra e venda de gás foram assinados e entraram em vigor em fevereiro de 2023. Em relação ao Estado de Minas Gerais, a questão permanece judicializada, porém a cobrança do preço do gás continua sendo realizada conforme o Contrato em vigor firmado entre Petrobras e GASMIG.

A comercialização de gás pela Petrobras, no Estado do Rio de Janeiro, vem ocorrendo nos termos das liminares deferidas, observando as condições dos contratos de fornecimento de gás que terminariam em 31 de dezembro de 2021 e tiveram seus termos prorrogados pelas citadas liminares.

No Estado de Sergipe, a comercialização de gás vem ocorrendo nos termos da liminar deferida em processo que tramita sob sigilo de justiça.

Prática contábil para provisões para processos judiciais, administrativos e arbitrais, passivos contingentes e ativos contingentes

A companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais e administrativos nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram provável o desembolso de caixa futuro e sejam atendidas as demais condições para o reconhecimento de uma provisão.

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 4.4.

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.

19. Provisões para desmantelamento de áreas

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

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2022	31.12.2021
Terra	418	873
Águas rasas	4.399	3.732
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	9.988	8.420
Pré-sal	3.795	2.594
	18.600	15.619

Passivo não-circulante	2022	2021
Saldo inicial	15.619	18.780
Revisão de provisão	3.484	(1.186)
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(1.258)	(704)
Pagamentos realizados	(854)	(730)
Atualização de juros	476	723
Outros	(5)	5
Ajuste de conversão	1.138	(1.269)
Saldo final	18.600	15.619

A provisão associada a projetos de desinvestimento de ativos de E&P classificados no mantido para venda, foi transferida para o passivo mantido para venda. Refere-se, principalmente, às movimentações relativas ao Polo Potiguar, no Rio Grande do Norte, ao Campo de Albacora Leste, no Rio de Janeiro, aos Polos Golfinho e Camarupim, no Espírito Santo e ao Polo Norte Capixaba, no Espírito Santo, conforme nota explicativa 30. Em 2021, as transferências estão relacionadas, basicamente, ao Polo Alagoas, ao Campo de Papa-Terra, ao Polo Peroá, ao Polo Miranga e ao Campo de Búzios.

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 julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.5 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

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. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***20. Outros ativos e passivos**

Ativo		31.12.2022	31.12.2021
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	1.087	961
Adiantamentos a fornecedores	(b)	1.561	308
Despesas antecipadas	(c)	363	297
Operações com derivativos	(d)	54	31
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	71	262
Outros		194	201
		3.330	2.060
Circulante		1.777	1.573
Não circulante		1.553	487

Passivo		31.12.2022	31.12.2021
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	1.355	1.106
Retenções contratuais	(g)	601	521
Adiantamento de clientes	(h)	906	606
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	674	568
Impostos e contribuições	(j)	293	143
Dividendos não reclamados	(k)	241	81
Operações com derivativos	(d)	147	282
Credores diversos		95	84
Outros		661	634
		4.973	4.025
Circulante		3.001	1.875
Não circulante		1.972	2.150

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 à operações dos desinvestimentos na TAG e na NTS.

b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.

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) Valores antecipados pelos parceiros de operações em conjunto em consórcios de E&P.

f) Provisões de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 o antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços no país.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 16.

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 33.

Prática contábil sobre outros ativos e passivos

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 e estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

21. Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos das autoridades nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

Em 2022, foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de US\$ 96 (US\$ 235 no mesmo período de 2021). Estes recursos estão apresentados outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de US\$ 1.618 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

21.1.1. Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. Em maio de 2022, a Petrobras tomou conhecimento de que o procedimento, que tramitava em sigilo, foi arquivado em fevereiro de 2021.

22. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (Gas Supply Agreement) entre Petrobras e Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPFB possuía vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras. Em 06 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes modificaram a quantidade diária contratada (QDC) de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020. Em 05 de agosto de 2022, por meio de novo aditivo contratual, as Partes modificaram mais uma vez o GSA ajustando, entre outros aspectos, os compromissos de fornecimento e de pagamento mínimos que passaram de constante anual para sazonal mensal. Ademais, foi consolidado e atualizado o referido volume contratado.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2022, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2023 é de aproximadamente 5,76 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 15,77 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,51 bilhão.

Em 1º de janeiro de 2023, o dispositivo contratual referente à prorrogação, anteriormente mencionado, indica uma extensão do GSA, no mínimo, até janeiro de 2026, considerando-se uma retirada na base da Quantidade Diária Garantida pela YPFB (ou seja, retirando-se todos os dias o volume máximo contratado), a qual oscila entre 20,00 milhões de m³ por dia e 8,00 milhões de m³ por dia (limites em base mensal). Isso, representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,81 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e janeiro de 2026.

Caso a retirada ocorra na base da Quantidade Diária Garantida pela Petrobras (take-or-pay), a qual oscila entre 14,00 milhões de m³ por dia e 5,60 milhões de m³ por dia (limites em base mensal), a referida prorrogação será estendida, no máximo, até maio de 2028, representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,47 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e maio de 2028.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens (*)	Ativos em construção (**)	Gastos c/exploração e desenv. (***)	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de Janeiro de 2022	2.383	53.126	16.922	35.847	17.052	125.330
Custo acumulado	4.080	98.085	25.954	61.906	26.382	216.407
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado (****)	(1.697)	(44.959)	(9.032)	(26.059)	(9.330)	(91.077)
Adições	-	841	7.525	48	7.126	15.540
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	3.269	-	3.269
Juros capitalizados	-	-	1.021	-	-	1.021
Transferência de Bônus de Assinatura (****)	-	-	-	1.177	-	1.177
Baixas	(20)	(746)	(2.152)	(667)	(1.469)	(5.054)
Transferências (*****)	130	5.162	(8.611)	3.617	2	300
Transferências para ativos mantidos para venda	(27)	(1.874)	(410)	(1.976)	(140)	(4.427)
Depreciação, amortização e depleção	(88)	(4.746)	-	(5.306)	(4.478)	(14.618)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	-	(693)	(605)	(142)	(13)	(1.453)
<i>Impairment</i> - reversão (nota explicativa 25)	-	223	15	52	-	290
Ajuste de conversão	160	3.854	1.133	2.515	1.132	8.794
Saldo em 31 de dezembro de 2022	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 <i>impairment</i> acumulado (****)	(1.805)	(50.282)	(9.100)	(29.147)	(10.458)	(100.792)

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Saldo em 1º de Janeiro de 2021	3.043	58.680	15.443	31.166	15.869	124.201
Custo acumulado	5.450	107.199	27.544	60.902	23.780	224.875
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado (****)	(2.407)	(48.519)	(12.101)	(29.736)	(7.911)	(100.674)
Adições	-	1.650	5.761	5	6.954	14.370
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	(1.069)	-	(1.069)
Juros capitalizados	-	-	971	-	-	971
Transferência de Bônus de Assinatura (*****)	-	-	-	11.629	-	11.629
Baixas	(38)	(588)	(599)	(1.645)	(279)	(3.149)
Transferências (*****)	(295)	2.934	(3.160)	1.781	3	1.263
Transferências para ativos mantidos para venda	(53)	(2.776)	(575)	(822)	(14)	(4.240)
Depreciação, amortização e depleção	(97)	(4.235)	-	(4.342)	(4.281)	(12.955)
" <i>Impairment</i> " - constituição	-	(377)	(1)	(27)	(4)	(409)
" <i>Impairment</i> " - reversão	-	1.796	114	1.879	34	3.823
Ajuste de conversão	(177)	(3.958)	(1.032)	(2.708)	(1.230)	(9.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.383	53.126	16.922	35.847	17.052	125.330
Custo acumulado	4.080	98.085	25.954	61.906	26.382	216.407
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado (****)	(1.697)	(44.959)	(9.032)	(26.059)	(9.330)	(91.077)

(*) 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.

(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 21.

(***) 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 a exploração e produção, exceto plataformas de produção (campos produtores de petróleo e gás).

(****) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por *impairment*.

(*****) Transferência do Intangível referente a campos de Atapu, Sépia e Itapu em 2022 (referente a Búzios em 2021).

(******) Inclui principalmente transferências de adiantamentos a fornecedores.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2022 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal (Búzios, Mero, Tupi, Itapu, entre outros), incluindo a contratação de novos arrendamentos.

23.2. Tempo de vida útil estimada

O tempo de vida útil dos ativos depreciados pelo método linear são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	40 (25 a 50)
Equipamentos e outros bens	20 (3 a 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida
Direitos de uso	8 (2 a 47)

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

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro
até 5 anos	4.762	(3.894)	868
6 - 10 anos	8.316	(6.288)	2.028
11 - 15 anos	5.442	(1.767)	3.675
16 - 20 anos	27.705	(16.590)	11.115
21 - 25 anos	30.195	(7.709)	22.486
25 - 30 anos	11.727	(3.480)	8.247
30 anos em diante	4.600	(1.855)	2.745
Método da Unidade Produzida	16.907	(10.498)	6.409
Total	109.654	(52.081)	57.573
Edificações e benfeitorias	4.225	(1.799)	2.426
Equipamentos e outros bens	105.429	(50.282)	55.147

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
Saldo em 31 de dezembro de 2022	9.211	8.254	1.747	19.212
Custo acumulado	12.604	14.788	2.278	29.670
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(3.393)	(6.534)	(531)	(10.458)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(5.322)	(64)	(5.386)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(3.393)	(218)	-	(3.611)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	-	(994)	(467)	(1.461)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	9.840	5.997	1.215	17.052
Custo acumulado	13.362	11.267	1.753	26.382
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(3.522)	(5.270)	(538)	(9.330)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(4.375)	(97)	(4.472)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(3.522)	(196)	-	(3.718)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	-	(699)	(441)	(1.140)

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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

Durante o exercício de 2022, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos Anequim, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Parati e Viola, que estavam com a produção paralisada desde 2020, resultando em baixas no montante de US\$ 619, em outras despesas operacionais.

Em 2021, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Bijupirá, Lagosta, Merluza e Salema. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 27, além de *impairments* reconhecidos em exercícios anteriores.

Em 2020, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Agulha, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema, Piranema, Piranema Sul, Salgo e Tatuí. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 12, além de *impairments* reconhecidos em exercícios anteriores.

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 6,55% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2022 (6,17% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***24. Intangível****24.1. Por tipo de ativos**

	Direitos e Concessões (*)	Software	Ágio (goodwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2022	2.695	308	22	3.025
Custo	2.744	1.321	22	4.087
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(49)	(1.013)	-	(1.062)
Adições	898	181	-	1.079
Juros capitalizados	-	11	-	11
Baixas	(12)	(6)	-	(18)
Transferências	(11)	(1)	-	(12)
Transferência de Bônus de Assinatura (**)	(1.177)	-	-	(1.177)
Amortização	(4)	(73)	-	(77)
<i>Impairment</i> - constituição	-	(1)	-	(1)
Ajuste de conversão	134	20	2	156
Saldo em 31 de dezembro de 2022	2.523	439	24	2.986
Custo	2.578	1.560	24	4.162
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(55)	(1.121)	-	(1.176)
Tempo de vida útil estimado em anos	(***)	5	Indefinida	
Saldo em 1º de janeiro de 2021	14.714	210	24	14.948
Custo	14.803	1.245	24	16.072
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(89)	(1.035)	-	(1.124)
Adições	106	165	-	271
Juros capitalizados	-	5	-	5
Baixas	(12)	(3)	-	(15)
Transferências	(94)	3	-	(91)
Transferência de Bônus de Assinatura (**)	(11.629)	-	-	(11.629)
Amortização	(6)	(54)	-	(60)
<i>Impairment</i> - reversão	-	1	-	1
Ajuste de conversão	(384)	(19)	(2)	(405)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.695	308	22	3.025
Custo	2.744	1.321	22	4.087
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(49)	(1.013)	-	(1.062)
Tempo de vida útil estimado em anos	(***)	5	Indefinida	

(*) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.

(**) Transferência para Imobilizado referente aos campos de Atapu, Sépia e Itapu em 2022 (referente a Búzios em 2021).

(***) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

24.2. Resultado de Leilão da ANP**Blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava - 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção**

Em 16 de dezembro de 2022, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava no 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção, realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O valor total do bônus de assinatura, no montante de US\$ 140 (R\$ 729 milhões), a ser pago pela Petrobras no primeiro trimestre de 2023, será registrado contabilmente no ativo intangível no momento do pagamento.

A aquisição de Sudoeste de Sagitário ocorreu em conjunto com a Shell Brasil, com 40% de participação, sendo a Petrobras operadora com participação de 60%.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em Água Marinha, a Petrobras também atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (30%), Petronas (20%), e QatarEnergy (20%).

O bloco Norte de Brava foi adquirido integralmente pela Petrobras.

24.3. Excedentes da Cessão Onerosa (ECO)

Atapu e Sépia

Em 27 de abril de 2022, a Petrobras celebrou o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (Shell, 25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda. (TotalEnergies, 22,5%), e o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sépia, em consórcio com as empresas TotalEnergies (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (Petronas, 21%) e QP Brasil Ltda. (QP, 21%). Estes contratos estão vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, ocorrida em 17 de dezembro de 2021.

Os Acordos de Coparticipação (Acordos) e os Aditivos ao Acordo de Individualização da Produção de Atapu e Sépia (AIPs), necessários para gerir as jazidas coincidentes contidas na área do Contrato de Cessão Onerosa e na área do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, também foram celebrados em 27 de abril de 2022.

As compensações devidas à Petrobras para Atapu e Sépia, que incluem uma estimativa preliminar do gross up dos impostos incidentes, nos termos da Portaria nº 08 de 19 de abril de 2021 do MME, foram pagas pelos parceiros em abril de 2022, sendo o montante de US\$ 2.093 na compensação de Atapu e US\$ 3.059 na compensação de Sépia.

Os Acordos passaram a vigorar em 2 de maio de 2022, após o atestamento pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) quanto à adimplência dos contratados com o pagamento da compensação, conforme estabelecido na Portaria nº 519 de 21 de maio de 2021.

Na data de início da vigência dos Acordos foi realizada a baixa parcial dos imobilizados e intangível associados aos campos de Atapu e Sépia, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda.

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia no Contrato de Partilha da foi de US\$ 416 para Atapu e US\$ 424 para Sépia.

Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, o valor do bônus de assinatura pago no primeiro trimestre de 2022, no montante de US\$ 840 foi reconhecido no ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo.

A companhia apurou o montante de US\$ 129, sendo US\$ 60 para Atapu e US\$ 69 para Sépia, decorrente da diferença entre a estimativa preliminar e a apuração final do *gross up* dos impostos incidentes sobre o lucro líquido gerado pela transferência de propriedade dos ativos da Petrobras para o regime de Partilha de Produção, conforme previsto na Portaria MME nº 08/2021. Esse montante foi recebido pela Petrobras em julho de 2022 dos parceiros de Atapu e Sépia.

Adicionalmente, conforme estabelecido na Portaria Normativa MME nº 08/2021, nos períodos em que o preço do petróleo tipo Brent atingir média anual superior a US\$ 40/bbl, mas limitado a US\$ 70/bbl, será devido um complemento (Earn Out) às compensações de Atapu e Sépia. Entre os anos de 2022 e 2032, o Earn Out é estimado em até US\$ 5.244.

No exercício de 2022, a companhia reconheceu parte desse ativo contingente relativo ao Earn Out dos anos de 2022 e 2023, no montante de US\$ 693, em outras receitas operacionais, considerando a entrada dos benefícios econômicos como praticamente certos, sendo: (i) US\$ 384, cujo recebimento ocorreu em janeiro de 2023, conforme nota explicativa 37; e (ii) US\$ 309 com previsão de recebimento em 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Tais complementos são exigíveis a partir do último dia útil do mês de janeiro do ano subsequente de cada período de apuração.

O resultado consolidado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, incluindo o Earn Out referente ao exercício de 2022, foi de US\$ 3.552, sendo US\$ 1.242 de Atapu e US\$ 2.310 de Sépia.

Búzios

Em 6 de novembro de 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou a Primeira Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu 90% de participação do direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (CNODC) - 5% e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) - 5%.

Os gastos incorridos pela Petrobras nas operações ordinárias da área licitada em benefício do consórcio, realizados anteriormente ao início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, e não inclusos no valor total da compensação, no montante atualizado de US\$ 58 (R\$ 319 milhões), foram ressarcidos à Petrobras pelos parceiros CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (CNODC) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda (CPBL) em fevereiro de 2022.

Adicionalmente, em 4 de março de 2022, a Petrobras assinou acordo com sua parceira CPBL pela transferência de 5% de sua participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, na camada pré-sal da bacia de Santos. O acordo resulta da opção de compra de participação exercida pela CPBL em 29 de setembro de 2021.

Em 24 de novembro de 2022, a Petrobras recebeu o montante de US\$ 1.953, referente à compensação e ao reembolso do bônus de assinatura da participação adicional da CPBL e que inclui os ajustes previstos no contrato até a data de fechamento. A conclusão da operação ocorreu em 30 de novembro de 2022, com a assinatura do termo aditivo ao Contrato de Partilha de Produção pelo Ministério de Minas e Energia. O Acordo passou a vigorar em 1º de dezembro de 2022.

O resultado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, foi de US\$ 735.

Após a efetivação da operação, a Petrobras detém 85% de participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, a CPBL detém 10% de participação e a CNODC, 5%. A participação total neste Contrato de Coparticipação de Búzios, incluindo as parcelas do Contrato da Cessão Onerosa e do Contrato de Concessão BS-500 (100% da Petrobras), é de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CPBL e 3,67% da CNODC.

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

Em 2022 não houve devolução de blocos exploratórios à ANP. Em 2021, foram devolvidos 3 blocos exploratórios situados nas Bacias de Santos e Potiguar, totalizando US\$ 3 em direitos exploratórios.

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*).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

(Constituição) / reversão	2022	2021	2020
Imobilizado	(1.163)	3.414	(7.342)
Intangível	(1)	1	(12)
Ativos mantidos para venda	(151)	(225)	15
(Perdas)/ganhos	(1.315)	3.190	(7.339)
Investimentos	(6)	383	(514)
Efeito líquido no resultado do exercício	(1.321)	3.573	(7.853)
Constituição	(1.640)	(654)	(15.692)
Reversão	319	4.227	7.839

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 30 de novembro de 2022, a Administração concluiu e aprovou seu PE 2023-2027, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2023-2027 indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 18 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

25.1. Imobilizado e intangível

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perdas) / ganhos por Impairment	Segmento de negócio	Comentários
2022					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8,307	7,747	(628)	E&P	item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	486	7	(478)	E&P	item (b1)
Utilidades Itaboraí	919	777	(142)	G&E	item (c)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	792	882	89	RTC	item (d1)
Outros			(5)	Diversos	
Outros			(1.164)		
2021					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	23.734	36.396	3.373	E&P	item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	250	-	(250)	E&P	item (b2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	404	767	359	RTC	item (d2)
Outros			(67)	Diversos	
3.415					
2020					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	42.421	40.511	(7.316)	E&P	item (a3)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	120	-	(119)	E&P	item (b3)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	410	388	(22)	RTC	item (d3)
Comperj	266	526	260	RTC	item (e)
Segmento corporativo	152	-	(161)	Corporativo	item (f)
Outros			2	Diversos	
(7.354)					

(*) Os valores apresentados se referem apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas ou reversões por *impairment*.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

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.

25.1.1. Premissas-chave usadas no teste de *impairment*

As premissas-chave utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2022 foram principalmente baseadas nas seguintes premissas:

Plano Estratégico 2023-2027	2023	2024	2025	2026	2027	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	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

Em 2021, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Plano Estratégico 2022-2026	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	72	65	60	55	55	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,40	5,33	5,19	5,15	5,14	5,08

Em 2020, as premissas-chave utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2021-2025	2021	2022	2023	2024	2025	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	45	50	50	50	50
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

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	31.12.2022	31.12.2021
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,3% a.a.	6,4% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,1% a.a.	6,2% a.a.
Utilidades de Gás	5,7% a.a.	5,1% a.a.

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.

25.1.2. Informações sobre as principais perdas e ganhos no valor de recuperação de ativos

a1) 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.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2021

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em reversões de perdas líquidas no montante de US\$ 3,918, predominantemente nas UGCs de produção do pós-sal, e refletiram a atualização das premissas-chave do PE 22-26, em especial, o aumento no preço do Brent.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2020

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 7.316, predominantemente nas UGCs de produção e nos ativos corporativos prestadores de serviço dos campos, e refletem as hibernações ocorridas no primeiro trimestre de 2020 e a atualização das premissas-chave do Plano Estratégico 2021-2025, em especial, a estimativa de queda no preço do Brent, a desvalorização do Real frente ao Dólar e as retrações do PIB global e na demanda.

b1) 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2021

As avaliações identificaram perdas de US\$ 250 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essas perdas devem-se, principalmente, à decisão da Administração pela paralisação em definitivo das plataformas P-26 e P-33 no campo de Marlim (US\$ 210).

b3) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2020

As perdas por redução ao valor recuperável de US\$ 120 referem-se a equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente devido à decisão de encerrar o projeto Estaleiro Inhaúma, levando ao reconhecimento de perdas no valor de US\$ 69.

c) Utilidades Itaboraí – 2022

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.

d1) 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 23-27, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US\$ 89.

d2) 2º trem de refino da RNEST – 2021

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorporou a decisão da Administração pela retomada das obras no Plano Estratégico 2022-2026, com previsão de antecipação de entrada em operação em agosto de 2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US\$ 359.

d3) 2º trem de refino da RNEST – 2020

No PE 2021-2025, as estimativas da companhia consideravam a postergação da entrada em operação do 2º trem de refino da RNEST em dois anos em relação ao planejamento anterior. Para os testes de *impairment* de 2020, os fluxos de caixa do valor em uso do ativo incorporaram tal postergação, implicando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 22.

e) Comperj - 2020

Em nossas avaliações de recuperabilidade do Comperj, a companhia reconheceu reversão de perdas no montante de US\$ 260, principalmente, pela redução do investimento estimado para conclusão da obra nas utilidades do Trem 1, decorrente da desvalorização do real em relação ao dólar e da otimização do projeto como um todo.

f) Segmento Corporativo - 2020

A companhia decidiu pela hibernação de prédio administrativo, no estado da Bahia, consequência da desocupação das instalações, acarretando o reconhecimento de perda sobre o ativo de direito de uso no montante de US\$ 161.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

25.1.3. 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.

Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de <i>impairment</i> - UGC Marlim Sul	E&P	5.544	5.365	(179)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	7.313	6.581	(732)
2º Trem da RNEST	RTC	882	794	(88)
Utilidades de Itaboraí	G&E	777	699	(78)
Total potencial de perdas		14.516	13.439	(1.077)

Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável	Sensibilidade (*)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil - Roncador	E&P	7.313	8.044	731
2º Trem da RNEST	RTC	882	970	88
Utilidades de Itaboraí	G&E	777	855	78
Total potencial de reversão		8.972	9.869	897

(*) 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

Essa 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 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*).

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***25.2. Ativos classificados como mantidos para venda**

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perdas) / ganhos por Impairment	Segmento de negócio
				2022
Campos de produção de óleo e gás	376	300	(116)	G&E
Refinarias e ativos logísticos associados	77	34	(44)	RTC
Outros			9	
Total			(151)	
				2021
Usinas termoeletricas	91	12	(79)	G&E
Participações societárias – Breitener	107	44	(67)	G&E
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás - Brasil	47	-	(46)	E&P
Refinarias e ativos logísticos associados	255	218	(37)	RTC
Outros			4	
Total			(225)	
				2020
Campos de produção de óleo e gás - Diversos	-	279	67	E&P
Navios Cartola e Ataulfo Alves	80	19	(62)	RTC
Outros			10	
Total			15	

(*) Os valores apresentados se referem apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas ou reversões por *impairment*.

(**) 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 2022, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US\$ 150, 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 US\$ 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.

Em 2021 também foram reconhecidas no resultado perdas em ativos mantidos para venda, no montante de US\$ 225, decorrentes da avaliação a valor justo líquido de despesas de venda, principalmente por:

- UTEs Polo Camaçari: conclusão da venda das Usinas Termoeletricas Arembepe, Muryci e Bahia 1, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia, que resultou no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US\$ 79;
- Breitener: venda da empresa Breitener Energética S.A., no estado do Amazonas, resultando no reconhecimento de perdas líquida no montante de US\$ 67;
- Equipamentos vinculados às atividades de produção de óleo e gás: aprovação do processo de alienação da plataforma P-32, resultando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 46; e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no estado do Amazonas, com reconhecimento de perdas no montante de US\$ 12, e da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, com perdas reconhecidas no montante de US\$ 25.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 2020, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, a companhia reconheceu reversões de perdas na recuperabilidade do valor contábil dos ativos no montante de US\$ 15, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Polo Recôncavo – conjunto de 14 concessões localizadas em águas rasas e em terra, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$ 35;
- Polo Rio Ventura – conjunto de 8 concessões terrestres, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$18;
- Polo Fazenda Belém – campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$ 14; e

Estas reversões foram parcialmente revertidas pelo reconhecimento de perdas de US\$ 62 relativas aos navios Cartola e Ataulfo Alves.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 30.

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.

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

a) 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 2022, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em US\$ 1,370, conforme descrito na nota explicativa 29. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 6,7% 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.

Em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o modelo de venda de até 100% das ações preferenciais, a ser conduzido por meio de oferta pública secundária de ações (*follow-on*), conforme *Term Sheet* celebrado com a Novonor (controladora da Braskem).

Em 17 de janeiro de 2022, a Petrobras registrou pedido de oferta pública de distribuição secundária de ações preferenciais da Braskem. Entretanto, em 28 de janeiro de 2022, a oferta foi cancelada em decorrência da instabilidade das condições do mercado, que resultaram em níveis de demanda e preço não apropriados para a conclusão da transação.

b) BR, atual Vibra Energia

Em 26 de agosto de 2020, o CA aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na Petrobras Distribuidora e, em 30 de junho de 2021, aprovou o preço por ação ordinária de emissão da Petrobras Distribuidora S.A., no valor de US\$ 5,20 (R\$ 26,00), no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de ações de titularidade da Petrobras, resultando num montante de venda de US\$ 2,252 (R\$ 11.264 milhões), líquido dos custos de transação.

A avaliação da recuperabilidade do investimento com base no fluxo de caixa decorrente da venda, resultou no reconhecimento de reversões de perdas por desvalorização líquidas no montante de US\$ 404, registradas no segundo trimestre de 2021. Em 5 de julho de 2021, houve a conclusão da operação.

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 (*)	2022	2021
Imobilizado		
Saldo inicial	1.994	3.024
Adições	379	459
Baixas	(545)	(188)
Transferências	(83)	(1.097)
Ajustes de conversão	131	(204)
Saldo final	1.876	1.994
Intangível	2.406	2.576
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	4.282	4.570

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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:

	2022	2021	2020
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas com geologia e geofísica	(342)	(358)	296
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(691)	(248)	456
Penalidades contratuais de conteúdo local	165	(47)	38
Outras Despesas Exploratórias	(19)	(34)	13
Total das despesas	(887)	(687)	803
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	360	393	307
Investimentos	1.253	555	532
Total do caixa utilizado	1.613	948	839

Em 2022, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de 8 poços da bacia de Sergipe e Alagoas (US\$ 453), bem como de projetos na Colômbia (US\$ 107) e Bolívia (US\$ 56), em empresas controladas pela PIB BV.

Termo de Ajustamento de Conduta com a ANP

Em 2022, a Petrobras aprovou a celebração, junto a ANP, de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para compensação de multas de conteúdo local relacionadas à:

- 22 concessões nas quais a Petrobras possui 100% de participação, situadas nas bacias de Barreirinhas, Campos, Espírito Santo, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões;
- 18 concessões nas quais a Petrobras atua em parceria com outros concessionários, situadas nas bacias de Almada, Campos, Espírito Santo, Mucuri, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe.

O TAC prevê a conversão de multas em compromissos de investimentos em Exploração e Produção com conteúdo local. Nos termos do acordo, a Petrobras se compromete em investir aproximadamente US\$ 288 (R\$ 1.501 milhões) em conteúdo local até 31 de dezembro de 2026. Com isso, todos os processos administrativos relacionados à cobrança de multas decorrentes do não cumprimento de conteúdo local nessas concessões serão encerrados. Os processos administrativos encerrados até 31 de dezembro de 2022 resultaram na reversão parcial do passivo de US\$ 180.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;

- Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

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

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)	2022	2021
Custos de prospecção capitalizados até um ano	406	136
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.470	1.858
Saldo final	1.876	1.994
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	15	22

	Valores capitalizados (2020)	Número de poços
2021	74	2
2020	17	1
2017 e anos anteriores	1.379	20
Saldo Total	1.470	23

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

Custos de poços exploratórios que foram capitalizados por um período superior a um ano desde a conclusão da perfuração referem-se a 15 projetos que compreendem 23 poços, são compostos por (i) US\$ 1.413 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e (ii) US\$ 57 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnica e econômica para a decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos e definição das reservas provadas.

27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

Companhia concedeu fiança à ANP em relação à execução dos Programas Exploratórios Mínimos estabelecidos nos contratos de concessão de áreas de exploração de petróleo no valor total de US\$ 1.748 (US\$ 1.574 em 31 de dezembro de 2021), que ainda se encontra em vigor a partir de 31 de dezembro de 2022, líquidos dos compromissos assumidos. Em 31 de dezembro de 2022, a garantia é composta por petróleo bruto de campos produtores previamente identificados e já em produção, dados em garantia, no valor de US\$ 1.648 (US\$ 1.243 em 31 de dezembro de 2021) e garantias bancárias de US\$ 100 (US\$ 331 em 31 de dezembro de 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***28. Parcerias em atividades de exploração e produção**

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia detém participação em 78 consórcios com 36 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 50 consórcios (85 consórcios, 37 empresas parceiras e operadora de 55 parcerias em 31 de dezembro de 2021).

As parcerias formadas em 2022 estão descritas a seguir. Não houve novas parcerias assinadas em 2021:

Consórcios	Localização	Petrobras	Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras
Atapu ECO	Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	Petrobras	2022	Partilha	402
Sépiea ECO	Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% QP - 21%	Petrobras	2022	Partilha	409

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2022 (kboed)	Regime	Operador
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	709	Concessão	Petrobras
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	469	Partilha	Petrobras
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	107	Concessão	Petrobras
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	106	Concessão	Petrobras
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	40	Partilha	Petrobras
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	43%	Shell - 25% Total - 22,5% Petrogal - 10%	38	Concessão	Petrobras
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	37	Concessão	Petrobras
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	53%	Shell - 25% Total - 22,5%	31	Partilha	Petrobras
Albacora Leste (*)	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec - 10%	29	Concessão	Petrobras
Sépiea ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30%	Total - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	22	Partilha	Petrobras
Total				1.588		

(*) Em 26 de janeiro de 2023, a companhia finalizou a venda da totalidade de sua participação, conforme nota explicativa 37.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Prática contábil para operações conjuntas

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à essas parcerias são registrados nas demonstrações financeiras de forma individual, observando as políticas contábeis específicas aplicáveis e refletindo a parcela dos direitos e obrigações contratuais que cabe à companhia.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

28.1. 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, assim como contratos resultantes de operações de desinvestimentos e parcerias estratégicas vinculados a esses consórcios. 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, Sururu e Tartaruga.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	2022	2021
Saldo inicial	364	370
Adições/(baixas) no Imobilizado	(7)	(64)
Outras despesas (receitas) operacionais	26	84
Ajuste de conversão	24	(26)
Saldo final	407	364

No exercício de 2022, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas, 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.

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 e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade (do mesmo tipo que anteriormente detida) é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (AIP), caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, somente será reconhecido um ativo nas situações em que houver direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e for praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, será reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, que seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e que possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***29. Investimentos****29.1. 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	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	52.728	3.787	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Braspetro	RTC	100,00	100,00	932	90	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	87	225	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e	100,00	100,00	193	(38)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	31	10	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	61	14	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e	100,00	100,00	118	7	Ilhas
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	67	11	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	58	4	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,15	99,15	16	8	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e	72,00	49,00	7	2	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e	100,00	100,00	11	-	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	119	181	Brasil
Refinaria de Canoas S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A.	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	2	5	Brasil
Associação Petrobras de Saúde (ii)	Corporativo e	93,47	93,47	116	21	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	50	17	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	192	(33)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	16	80	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	19	15	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	14	1	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	16	28	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	19	5	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (iii)	RTC	36,15	47,03	1.309	206	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	82	(26)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	88	31	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	3	2	Brasil

(i) Sociedade em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor de US\$ 58 mil.

(ii) A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades sociais ou assistenciais, neste caso a assistência à saúde e,

(iii) Informações relativas a 30.09.2022, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2022, a companhia realizou a venda de algumas participações societárias, com destaque para os seguintes desinvestimentos:

- Deten Química S.A. - venda de sua participação de 27,88%;
- Petrobras Gás S.A. - Gaspetro – venda da sua participação de 51%;
- Refinaria de Manaus S.A. – venda de 100% da participação - Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados; e
- Paraná Xisto S.A – venda de 100% da participação.

Para mais informações sobre as operações mencionadas acima e demais movimentações societárias, vide nota explicativa 30.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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); e
- Petrobras Netherlands BV - PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda.

29.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Transfe- rência para ativos mantidos para venda	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2022
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo	509	16	1	(2)	256	1	-	(235)	546
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	387	-	-	-	170	1	-	(184)	374
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	98	-	-	-	55	1	-	(5)	149
Demais empresas	24	16	1	(2)	31	(1)	-	(46)	23
Coligadas	998	11	(58)	(13)	(5)	(27)	219	(109)	1.016
Outros investimentos	3	-	-	-	-	1	-	-	4
Total dos investimentos	1.510	27	(57)	(15)	251	(25)	219	(344)	1.566

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Transfe- rência para ativos mantidos para venda	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Partic. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo	813	9	(325)	-	202	1	(1)	(190)	509
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	366	-	-	-	122	1	-	(102)	387
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	298	-	(308)	-	38	(2)	-	(26)	-
Companhia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	82	-	-	-	31	2	-	(17)	98
Demais empresas	67	9	(17)	-	11	-	(1)	(45)	24
Coligadas	2.455	15	(2.139)	(172)	1.405	(32)	23	(557)	998
Outros investimentos	5	-	-	-	-	(2)	-	-	3
Total dos investimentos	3.273	24	(2.464)	(172)	1.607	(33)	22	(747)	1.510

29.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Coligada	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)		31.12.2022	Valor justo 31.12.2021
	31.12.2022	31.12.2021		31.12.2022	31.12.2021		
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4,83	10,17	1.025	2.160
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	4,55	10,33	345	782
						1.370	2.942

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.

29.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de US\$ 344 (US\$ 405 em 2021), sendo, principalmente, US\$ 277 do FIDC (US\$ 165 em 2021), US\$ 58 da TBG (US\$ 29 em 2021) e Gaspetro (US\$ 199 em 2021).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	FIDC		TBG		Gaspetro		Entidades estruturadas
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2021
Ativo circulante	9.194	3.951	200	134	-	462	-
Imobilizado	-	-	298	279	-	-	-
Outros ativos não circulantes	-	-	3	2	-	-	-
	9.194	3.951	501	415	-	462	-
Passivo circulante	7	1	145	109	-	58	-
Passivo não circulante	-	-	237	246	-	-	-
Patrimônio líquido	9.187	3.950	119	60	-	404	-
	9.194	3.951	501	415	-	462	-
Receita operacional líquida	-	-	350	327	100	132	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	1.454	416	181	150	21	47	(133)
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no	616	2	72	42	(14)	7	(333)

A Gaspetro detém participações em diversas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil. Em julho de 2021, a Companhia assinou contrato de venda da totalidade de sua participação na Gaspetro (51%). Para mais informações, consulte a nota 30.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) é um fundo destinado principalmente à securitização de créditos “performados” e “não performados” de operações realizadas por controladas da Companhia, com o objetivo de otimizar a gestão de caixa.

A TBG é uma subsidiária indireta que atua nas atividades de transmissão de gás natural principalmente por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil. A Companhia detém 51% de participação nesta controlada indireta.

29.5. 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:

	2022				2021			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	295	481	410	6.642	832	425	253	7.308
Ativo Realizável a Longo Prazo	231	139	17	2.491	371	203	11	2.334
Imobilizado	508	2.690	191	7.380	461	2.683	195	6.845
Outros ativos não circulantes	37	1	-	605	460	1	1	539
	1.071	3.311	618	17.118	2.124	3.312	460	17.026
Passivo Circulante	294	344	145	4.473	728	324	126	4.632
Passivo não Circulante	494	548	32	11.263	517	623	36	10.967
Patrimônio Líquido	277	2.045	291	1.587	874	1.979	196	1.688
Participação dos Acionistas não Controladores	6	374	150	(205)	5	386	102	(261)
	1.071	3.311	618	17.118	2.124	3.312	460	17.026
Receita Operacional Líquida	1.159	1.408	32	18.709	2.947	1.138	-	20.625
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	72	887	162	(146)	156	635	91	2.821
Percentual de Participação - %				18,8 a				18,8 a
	20 a 50%	20%	34 a 45%	38,8%	20 a 83%	20%	34 a 45%	38,8%

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 e goodwill

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

30. Venda de ativos e outras operações

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de parcerias e alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação, cujo desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia.

Os projetos de desinvestimentos seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente.

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

				31.12.2022	31.12.2021
	E&P	RTC	Corporativo e outros negócios	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda					
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	-	13
Contas a receber	-	-	-	-	31
Estoques	-	21	-	21	73
Investimentos	-	-	-	-	210
Imobilizado	3.568	19	-	3.587	1.975
Outros ativos	-	-	-	-	188
Total	3.568	40	-	3.608	2.490
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a					
Fornecedores	-	-	-	-	2
Financiamentos	-	-	133	133	1
Provisão para desmantelamento de área	1.332	-	-	1.332	833
Outros passivos	-	-	-	-	31
Total	1.332	-	133	1.465	867

30.1. Operações não concluídas

Os ativos e passivos correspondentes as operações descritas a seguir apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2022:

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Transação	Comprador	Data da aprovação para assinatura	Valor contratual (*)	Outras informações
Venda da totalidade da participação em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.	3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Jan/2022	1,385	a
Venda da totalidade da participação em um conjunto de quatro concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba.	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e	Fev/2022	478	b
Venda da totalidade da participação na concessão de Albacora Leste, localizada predominantemente em águas profundas na Bacia de Campos.	Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda.	Abr/2022	1,951	c
Venda da refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e ativos logísticos associados, localizados no estado do Ceará.	Grepar Participações Ltda.	Mai/2022	34	d
Venda da totalidade de participação nos conjuntos de concessões marítimas denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, em águas profundas no pós-sal, localizados na Bacia do Espírito Santo.	BW Energy Maromba do Brasil Ltda (BWE)	Jun/2022	15	e

Cabe destacar que os valores das operações não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que estão sujeitos ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como aprovações da ANP e CADE.

a) Venda de ativos do Polo Potiguar

Condições e prazos de recebimento US\$ 110 recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda; US\$ 1,040 no fechamento da transação; e US\$ 235 que serão pagos em 4 parcelas anuais de US\$ 58,75, a partir de março de 2024.

b) Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

Condições e prazos de recebimento: (a) US\$ 36 recebidos na data de celebração do contrato; (b) US\$ 442 no fechamento da transação; e (c) até US\$ 66 em pagamentos contingentes previstos em contratos, a depender das cotações futuras do Brent.

c) Venda de Albacora Leste

Condições e prazos de recebimento: (a) US\$ 293 recebidos na data de celebração do contrato; (b) US\$ 1,658 no fechamento da transação; e (c) até US\$ 250 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent.

d) Venda da LUBNOR

Condições e prazos de recebimento: (a) US\$ 3 recebidos na data da assinatura; (b) US\$ 10 a serem recebidos no fechamento da transação; e (c) US\$ 21 em pagamentos diferidos.

e) Venda de participação no Polo Golfinho e Polo Camarupim

Condições e prazos de recebimento: (a) US\$ 3 recebidos na data da assinatura, (b) US\$ 12 a serem recebidos no fechamento da transação; e (c) até US\$ 60 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

30.2. Operações concluídas

Transação	Comprador	Data da assinatura (A) e Data de fechamento	Valor de venda (*)	Ganho (perda) (**)	Outras informações
Venda da totalidade da participação em um conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN de Alagoas	Petromais Global Exploração e Produção S.A., atual Origem Energia S.A.	Jul/2021 Fev/2022	300	335	a
Venda da totalidade da participação em 14 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	3R Candeias S.A. Subsidiária da 3R Petroleum Óleo e Gás	Dez/2020 Mai/2022	256	215	b
Venda da totalidade de participação (27,88%) na Deten Química S.A (Deten), localizada no polo industrial de Camaçari, no estado da Bahia.	Cepsa Química S.A.	Abr/2022 Jul/2022	103	52	c
Venda da totalidade da participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	Compass Gás e Energia S.A.	Jul/2021 Jul/2022	391	173	d
Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)	DBO Energia e OP Energia, atual 3R	Jan/2021 Ago/2022	13	34	e
Venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Ago/2020 Ago/2022	23	39	f
Venda das ações da empresa detentora da Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas	Ream Participações S.A. (de mesma propriedade da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. - Atem)	Ago/2021 Nov/2022	257	37	g
Venda das ações da empresa detentora da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada no estado do Paraná.	Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources), susidiária integral da Forbes & Manhattan Inc. (F&M)	Nov/2021 Nov/2022	42	(2)	h
Venda da totalidade da participação em onze concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizados em Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis	Carmo Energy S.A.	Dez/2021 Dez/2022	1.098	619	j
Venda da totalidade da participação de 62,5% no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos	3R Petroleum Offshore S.A	Jul/2021 Dez/2022	24	(39)	j
Total			2.507	1.463	

(*) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.

(**) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

As operações foram concluídas após o cumprimento das condições precedentes.

a) Venda de ativos Polo Alagoas e UPGN de Alagoas

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 60 na data de assinatura do contrato de compra e venda e US\$ 240 no fechamento da transação.

b) Venda de ativos Polo Recôncavo

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 10 na data assinatura do contrato de compra e venda e US\$ 246 na data do fechamento da operação.

c) Venda da Deten

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 96 à Petrobras, incluindo ajustes de preço como efeitos de correção monetária e compensação de dividendos recebidos, além dos US\$ 6 pagos à Petrobras na data da assinatura da transação. Além disso, foram pagos US\$ 4 à Petrobras até dezembro de 2022 referentes ao recebimento de *earn outs* (créditos tributários) conforme previsto em contrato.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

d) Venda da Gaspetro

A transação foi concluída com quitação integral na data do fechamento.

e) Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

A operação foi concluída com o pagamento à vista de US\$ 8, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido se soma ao montante de US\$ 5 recebidos na assinatura do contrato de compra e venda. Além desses montantes, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US\$ 43 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos.

f) Venda dos campos terrestres no Ceará (Polo Fazenda Belém)

A transação foi concluída com o recebimento à vista de US\$ 5, já com os ajustes previstos no contrato. O valor se soma ao montante de US\$ 9, recebidos na data da assinatura do contrato de compra e venda.

Além desses montantes, a companhia ainda receberá o saldo remanescente em agosto de 2023, o qual será corrigido com base em condições contratuais.

g) Venda da REMAN

A operação foi concluída com o recebimento à vista de US\$ 229, valor que reflete o preço de compra de US\$ 190, ajustado preliminarmente em função de correção monetária e das variações no capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação. Este valor se soma ao montante de US\$ 28 já recebidos na data assinatura do contrato, a título de caução.

O contrato ainda prevê um ajuste final do preço de aquisição a ser feito no primeiro trimestre de 2023.

h) Venda da SIX

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o recebimento de US\$ 39, já com os ajustes previstos no contrato, além do montante de US\$ 3 já recebidos na assinatura do contrato de compra e venda.

i) Venda de campos terrestres em Sergipe (Polo Carmópolis)

A transação foi concluída com recebimento de US\$ 548, já considerando os ajustes devidos, que se soma ao valor de US\$ 275 recebido na assinatura do contrato, a título de sinal.

Além destes valores, US\$ 275 serão recebidos no prazo de 12 meses.

j) Venda do Campo de Papa-Terra

A operação foi concluída com recebimento de US\$ 18, já com ajustes previstos no contrato, além do montante de US\$ 6 já recebidos na assinatura.

Adicionalmente, há US\$ 80 em recebimentos contingentes (ativo contingente) previstos em contrato, relacionados à desenvolvimento dos ativos e preços futuros do petróleo.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

30.3. Ajustes de preços – Operações concluídas em exercícios anteriores

a) Venda da RLAM

A transação fechada em novembro de 2021 incluiu reajustes de preços previstos em contrato, para os quais a Companhia reconheceu US\$ 68 em janeiro de 2022 em outras receitas e despesas.

30.4. Excedentes da Cessão Onerosa

Operação	Data de Fechamento	Valor da compensação financeira	Resultado (*)
Contratos de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu e de Sépia, incluindo o gross up dos impostos incidentes	Abr/2022	5.281	3.743
Exercício da opção de compra da parcela adicional de 5% no Contrato de Cessão Onerosa e no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios	Nov/2022	1.951	737

(*) Reconhecido em "Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

Mais informações sobre os contratos de Excedentes da Cessão Onerosa estão disponíveis na nota explicativa 24.

30.5. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

Algumas vendas de ativos preveem recebimentos condicionadas a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do *Brent* nas vendas relativas ativos de E&P.

Os desinvestimentos que podem gerar reconhecimento de receita, registrada em outras receitas operacionais, estão apresentados a seguir:

Vendas	Data de fechamento do desinvestimento	No fechamento do contrato	Ativo reconhecido em 2022	Ativo reconhecido em períodos anteriores
Vendas em exercícios anteriores				
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	28	-
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	144	36
Campo de Baúna	Nov/2020	285	115	17
Campo de Frade	Fev/2021	20	-	-
Polo Ventura	Jul/2021	43	-	43
Polo Miranga	Dez/2021	85	40	15
Polo Cricaré	Dez/2021	118	22	-
Venda no exercício				
Polo Peroá	Ago/2022	43	10	-
Papa-Terra	Dez/2022	90	15	-
Excedentes da Cessão Onerosa				
Sépia e Atapu (*)	Abr/2022	5.244	693	-
Total			1.067	111

(*) Para mais informações sobre os contratos de Excedentes da Cessão Onerosa - Atapu e Sépia, vide nota explicativa 24.3.

30.6. Outras operações

Em 23 de março de 2022 foi concluído o processo de encerramento da empresa Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBios, na qual a Petrobras detinha 50%. A dissolução e liquidação da PCBios foram aprovadas em Assembleia Geral Extraordinária da sociedade. Não houve efeitos no resultado.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 18 de agosto de 2022, a Petrobras concluiu a compra da participação da Edison S.p.A. (50%) na sociedade Ibiritermo S.A., pelo valor de US\$ 1 (R\$ 2,5 milhões), passando a ter 100% do capital da companhia. A operação foi classificada como uma combinação de negócios, com reconhecimento de ganho em compra vantajosa de US\$ 2.

Em 31 de dezembro de 2022, a Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. (PBEN-P) e a Petrobras Comercializadora de Energia S/A (PBEN), realizaram uma reorganização societária na qual a PBEN-P incorporou a PBEN. As duas empresas são subsidiárias integrais da Petrobras. Portanto, não há efeito nessas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

30.7. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de	Fluxo de caixa líquido
2022			
Gaspetro	391	(22)	369
REMAN	233	(22)	211
Total	624	(44)	580
2021			
Refinaria de Mataripe (antiga RLAM)	1.868	(119)	1.749
PUDSA	62	(15)	47
Total	1.930	(134)	1.796
2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV)	276	-	276
Liquigas	784	(10)	774
Total	1.060	(10)	1.050

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.

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.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***31. Financiamentos****31.1. Saldo por tipo de financiamento**

No País	31.12.2022	31.12.2021
Mercado bancário	1.285	1.237
Mercado de capitais	2.896	2.504
Bancos de fomento (*)	723	769
Outros	4	7
Total	4.908	4.517
No Exterior		
Mercado bancário	8.387	8.525
Mercado de capitais	14.061	19.527
Agência de crédito à exportação	2.443	2.951
Outros	155	180
Total	25.046	31.183
Total de financiamentos	29.954	35.700
Circulante	3.576	3.641
Não circulante	26.378	32.059

(*) Inclui BNDES, FINAME e FINEP

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2022	31.12.2021
Financiamentos de curto prazo	-	108
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	3.111	3.063
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	465	470
Circulante	3.576	3.641

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US\$ 13.442 em *global notes*, emitidas pela subsidiária integral PGF, US\$ 1.874 em debêntures e US\$ 880 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, 87%, 2% e 11%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e notas comerciais, com vencimentos entre 2024 e 2037, não exigem garantias e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

31.2. Movimentação

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.517	31.183	35.700
Captações	853	2.027	2.880
Amortizações de principal (*)	(1.013)	(8.183)	(9.196)
Amortizações de juros (*)	(292)	(1.554)	(1.846)
Encargos incorridos no período (**)	396	1.867	2.263
Variações monetárias e cambiais	120	(580)	(460)
Ajuste acumulado de conversão	326	287	613
Saldo em 31 de dezembro de 2022	4.907	25.047	29.954

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro 2020	8.854	45.035	53.889
Captações	-	1.754	1.754
Amortizações de principal (*)	(4.213)	(14.894)	(19.107)
Amortizações de juros (*)	(245)	(1.613)	(1.858)
Encargos incorridos no período (**)	241	1.970	2.211
Variações monetárias e cambiais	173	82	255
Ajuste acumulado de conversão	(228)	(200)	(428)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.582	32.134	36.716

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

Em 2022, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US\$ 11.184, destacando-se a recompra de US\$ 5.444 de títulos no mercado de capitais.

No mesmo período, a companhia captou US\$ 2.880, sendo principalmente: (i) US\$ 1.244 através de uma linha de crédito com compromissos de sustentabilidade (*Sustainability-Linked Loan*) no mercado bancário internacional com vencimento em 2027; (ii) US\$ 572 através de emissão de notas comerciais no mercado de capitais doméstico com vencimento em 2030 e 2032; e (iii) US\$ 280 através da emissão de notas comerciais de colocação privada que serviram de lastro para a emissão de certificados de recebíveis imobiliários, com vencimento em 2030, 2032 e 2037. Os certificados de recebíveis imobiliários foram emitidos por uma securitizadora que subscreveu integralmente as Notas Comerciais emitidas pela Petrobras.

O empréstimo vinculado a compromissos de sustentabilidade foi assinado com os bancos Bank of China, MUFG e The Bank of Nova Scotia, com valor de US\$ 1,244 e vencimento em julho de 2027. O contrato contempla mecanismos de incentivos para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade, baseados nos indicadores de desempenho corporativo de Intensidade de gases de efeito estufa (GEE) do E&P, Intensidade de GEE no Refino e Intensidade de metano no E&P.

31.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	2022			2021		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	2.880	(9.196)	(1.846)	1.754	(19.107)	(1.858)
Reestruturação de dívida		(121)	-		-	-
Depósitos vinculados (*)		(17)	(4)		-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	2.880	(9.334)	(1.850)	1.754	(19.107)	(1.858)

(*) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), com liquidações semestrais em junho e dezembro.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***31.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)**

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$):	2.879	3.240	2.569	1.528	2.465	10.006	22.687	22.721
Indexados a taxas flutuantes (**)	2.588	2.681	1.934	1.143	1.739	652	10.737	
Indexados a taxas fixas	291	559	635	385	726	9.354	11.950	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Dólares	6,8%	6,5%	6,1%	6,3%	5,9%	6,6%	6,6%	
Financiamentos em Reais (R\$):	622	690	221	440	427	2.507	4.907	4.907
Indexados a taxas flutuantes (***)	324	280	138	138	333	1.060	2.273	
Indexados a taxas fixas	298	410	83	302	94	1.447	2.634	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Reais	6,7%	6,9%	6,5%	6,2%	6,4%	6,6%	6,6%	
Financiamentos em Euro(€):	37	13	289	-	-	583	922	897
Indexados a taxas fixas	37	13	289	-	-	583	922	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Euro	4,7%	4,7%	4,7%	-	-	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	38	-	-	555	-	845	1.438	1.328
Indexados a taxas fixas	38	-	-	555	-	845	1.438	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Libras	6,2%	0,0%	-	-	0,0%	6,5%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2022	3.576	3.943	3.079	2.523	2.892	13.941	29.954	29.853
Taxa média dos financiamentos	6,7%	6,5%	6,1%	6,2%	6,0%	6,6%	6,5%	
Total em 31 de dezembro de 2021	3.641	2.973	3.988	3.449	2.832	18.817	35.700	37.891
Taxa média dos financiamentos	5,2%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	6,5%	6,2%	

(*) Em 31 de dezembro de 2022, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,07 anos (13,39 anos em 31 de dezembro de 2021).

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

Em 31 de dezembro de 2022, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 13.061 (US\$ 20.770, em 31 de dezembro de 2021); 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\$ 16.792 (US\$ 17.121, em 31 de dezembro de 2021).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR *Reform*), a companhia segue monitorando os pronunciamentos das autoridades regulatórias, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos benchmarks, e a Companhia espera que a substituição da referência da LIBOR nos contratos de financiamentos vigentes seja feita em condições de mercado, e desse modo, espera que não haja impactos materiais, quando da finalização desse processo.

A Companhia possui dívidas indexadas à Libor (*London Interbank Offered Rate*), cujo valor corresponde a aproximadamente 30,8% de seus financiamentos

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.3.

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

Vencimento	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	31.12.2022	31.12.2021
Principal	3.106	4.061	3.173	2.665	2.657	16.041	31.703	36.557
Juros	1.928	1.748	1.441	1.282	1.068	17.348	24.815	30.557
Total	5.034	5.809	4.614	3.947	3.725	33.389	56.518	67.114

O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 32.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

31.5. Linhas de crédito

31.12.2022

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo
No exterior						
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	5.000
PGT BV (*)	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	-	3.250
Total				8.250	-	8.250
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	383	-	383
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	383	-	383
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	63	-	63
Total				829	-	829

(*) Em abril de 2021, a subsidiária PGT BV prorrogou parte da linha de crédito compromissada (*Revolving Credit Facility*). Dessa forma, US\$ 2.050 estarão disponíveis para saque a partir de 28 de fevereiro de 2024 até 27 de fevereiro de 2026.

31.6. Covenants e Garantias

31.6.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2022, 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, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao *Office of Foreign Assets Control – OFAC*, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

31.6.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 16% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao *China Development Bank (CDB)*.

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.

As notas globais emitidas pela Companhia no mercado de capitais por meio de sua subsidiária integral Petrobras *Global Finance B.V.-PGF* não possuem garantias reais. No entanto, Petrobras total, incondicional e irrevogavelmente garante essas notas,

Prática contábil para empréstimos e financiamentos

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

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.

32. 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:

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.604	18.439	23.043
Remensuração / Novos contratos	2.730	2.219	4.949
Pagamentos do principal e juros (*)	(1.785)	(3.638)	(5.423)
Encargos incorridos no Exercício	365	991	1.356
Variações monetárias e cambiais	(169)	(1.221)	(1.390)
Ajuste de conversão	287	1.170	1.457
Transferências	(12)	(135)	(147)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	6.020	17.825	23.845
Circulante			5.557
Não Circulante			18.288

(*) A Demonstração dos Fluxos de Caixa contempla US\$ 7 referente movimentação de passivos mantidos para venda.

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	4.340	17.310	21.650
Remensuração / Novos contratos	1.655	4.474	6.129
Pagamentos do principal e juros	(1.560)	(4.267)	(5.827)
Encargos incorridos no período	243	990	1.233
Variações monetárias e cambiais	151	1.288	1.439
Ajuste de conversão	(272)	(1.310)	(1.582)
Transferências	47	(46)	1
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.604	18.439	23.043
Circulante			5.432
Não Circulante			17.611

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	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	2.813	2.000	1.141	491	340	1.695	8.480	255
Outros	93	40	19	5	-	-	157	14
Com Reajuste - Exterior (*)								
Embarcações	238	213	179	158	131	17	936	-
Plataformas	1.546	1.539	1.461	1.368	1.358	10.992	18.264	-
Com Reajuste - País								
Embarcações	609	464	288	109	18	10	1.498	120
Imóveis	159	209	163	156	175	1.365	2.227	93
Outros	252	156	129	107	100	419	1.163	73
Valor nominal em 31 de dezembro de 2022	5.710	4.621	3.380	2.394	2.122	14.498	32.725	555
Valor nominal em 31 de dezembro de 2021	5.567	3.944	3.027	2.309	1.972	14.608	31.427	346

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 92% do passivo de arrendamento.

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente	Taxa Desconto(% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2022	31.12.2021
Sem Reajuste					
Embarcações	4,0518	5,8 anos	255	7.421	6.201
Outros	2,5774	2,6 anos	14	149	202
Com Reajuste - Exterior (*)					
Plataformas	5,7393	13,9 anos	-	12.340	13.059
Embarcações	4,4127	4,2 anos	-	838	1.431
Com Reajuste - País					
Embarcações	7,8958	2,8 anos	120	1.298	850
Imóveis	8,0496	22,7 anos	93	1.010	590
Outros	9,8752	7,7 anos	73	789	710
Total (**)	5,5127	11,4 anos	555	23.845	23.043

(*) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da Companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim

(**) Valores totais, exceto a coluna de período médio.

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

	31.12.2022	31.12.2021
Pagamentos variáveis	1.060	898
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	20%	15%
Prazo inferior a 1 ano	118	110

Em 2022, 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\$ 79.913 (US\$ 79.557 em 31 de dezembro de 2021).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.3.

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 34.3).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

33. Patrimônio Líquido

33.1. Capital realizado

Em 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2021, 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.

33.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US\$ 2, reconhecidas contra ações em tesouraria.

33.3. Transações de capital

33.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

33.3.2. 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.

33.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de US\$ 2, representadas por 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

33.4. Reservas de lucros

33.4.1. 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.

33.4.2. Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 56 do Estatuto Social da companhia.

33.4.3. 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.

No exercício de 2022, foi destinado do resultado o valor de US\$ 457 referente ao incentivo de subvenção para investimentos, integralmente relacionado ao âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

33.4.4. Reserva de retenção de lucro

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.

33.5. Distribuição de dividendos

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 define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do Brent for superior a US\$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento da companhia. Esta 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 a US\$ 65 bilhões 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 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de imobilizados e intangíveis, ambos apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia;
- independentemente do seu nível de endividamento, a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar o pagamento de dividendos extraordinários, 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

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- a companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de dividendos 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.

33.5.1. Prática contábil sobre distribuição de dividendos

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados 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.

33.5.2. Dividendos propostos relativos ao exercício de 2022

A proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2022 a ser encaminhada para aprovação da Assembleia Geral Ordinária de 2023, no montante de US\$ 43.187 (US\$ 3,3106 por ação em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório (US\$ 8.458), equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais (US\$ 34.729) oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e da reserva de retenção de lucros.

Este valor inclui US\$ 36.323 de antecipações aos acionistas, atualizados pela taxa SELIC, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2022, e US\$ 6.864 de dividendos complementares.

O excedente de caixa devido às maiores margens de venda de petróleo e derivados, associado à manutenção da meta de endividamento e à ausência de investimentos represados por restrição financeira, permitiram que a proposta de dividendos do exercício de 2022 fosse superior aos dividendos calculados com base na política de remuneração aos acionistas (US\$ 23,660).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação (ON e PN)	Valor
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (junho e julho de 2022)	05.05.2022	23.05.2022	0.7423	9.683
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (agosto e setembro de 2022)	28.07.2022	11.08.2022	1.2909	16.839
Dividendos e JCP - Pagos em duas parcelas (dezembro de 2022 e janeiro de 2023)	03.11.2022	21.11.2022	0.6521	8.508
Total dos dividendos intermediários e intercalares			2.6853	35.030
Atualização monetária das antecipações pela Selic			0,0991	1.293
Total dos dividendos intermediários e intercalares atualizados monetariamente pela Selic			2.7844	36.323
Dividendos complementares			0,5262	6.864
Total de dividendos propostos para 2022			3.3106	43.187
Total de dividendos para 2021			1.4215	18.541

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2022, no valor de US\$ 1.293, conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2022.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2022 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de US\$ 1.234. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na legislação aplicável.

33.5.3. Dividendos relativos ao exercício de 2021

Em 2021, a proposta de remuneração encaminhada pela administração, Assembleia Geral Ordinária realizada em 13 de abril de 2022, foi de US\$ 18.541 (correspondente a US\$ 1,4215 por ação em circulação), contemplando o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 4.510, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 14.031, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros. Essa proposta foi superior à prioridade das ações preferenciais.

Esse valor inclui as antecipações de remuneração aos acionistas, atualizadas monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, no montante de US\$ 11,853 e o dividendo complementar de US\$ 6.688 que, em 31 de dezembro de 2021, estava destacado no patrimônio líquido como dividendo adicional proposto.

Os dividendos adicionais complementares foram reclassificados do patrimônio líquido para o passivo na data da aprovação da Assembleia Geral Ordinária e foram pagos em 16 de maio de 2022 no montante de US\$ 6.987, equivalentes a US\$ 0,5356 por ação preferencial e ordinária em circulação, com a atualização pela variação da taxa Selic de 31 de dezembro de 2021 até a data do pagamento, no valor de US\$ 299.

33.5.4. Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo de dividendos a pagar no circulante é de US\$ 4.171, líquido de IRRF sobre JCP, referente à segunda parcela da antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 3 de novembro de 2022 e paga em 19 de janeiro de 2023.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	2022	2021
Saldo inicial de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras	-	849
Adição por deliberação da AGO	6.688	1.128
Adição por deliberação do CA (antecipações)	35.030	11.732
Pagamento	(37.701)	(13.078)
Atualização monetária	(298)	(13)
Transferências (dividendos não reclamados)	(165)	(67)
IRRF sobre JCP e atualização monetária	(366)	(217)
Ajuste de conversão	981	(334)
Saldo final de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras	4.169	-
Dividendos a pagar aos acionistas da Controladora	2	-
Saldo final consolidado de dividendos a pagar	4.171	-

Os dividendos adicionais propostos de US\$ 6.932, (US\$ 0,5314 por ação em circulação), estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2022 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela Assembleia Geral Ordinária em abril de 2023, quando serão reconhecidos como passivo.

33.5.5. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2022, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa US\$ 241 (US\$ 81 em 31 de dezembro de 2021) registrado em outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 20. O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras.

	2022	2021
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	81	18
Transferências (dividendos a pagar)	165	67
Prescrição	(11)	-
Ajuste de conversão	6	(4)
Saldo Final	241	81

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de US\$ 11 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.

	31.12.2022
Aging de prescrição dividendos não reclamados	
2023	7
2024	63
2025	171
	241

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

33.6. Resultado por ação

Por ação			2022		2021		2020		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	20.895	15.728	36.623	11.339	8.536	19.875	651	490	1.141
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261
Lucro básico e diluído por ação (US\$ por ação)	2,81	2,81	2,81	1,52	1,52	1,52	0,09	0,09	0,09
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS) (*)	5,62	5,62	5,62	3,04	3,04	3,04	0,18	0,18	0,18

(*) 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.

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

34. Gerenciamento de riscos

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa. 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.

A companhia apresenta análise de sensibilidade a fatores alinhados ao seu processo corporativo de gestão de riscos. Os cenários possível e remoto estão relacionados a eventos de baixa e muito baixa probabilidade de ocorrência, respectivamente. O horizonte de aplicação da sensibilidade é 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***34.1. Instrumentos financeiros derivativos**

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2022, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

	Posição Patrimonial Consolidada				
	Valor nocional		Valor justo		Vencimento
	31.12.2022	31.12.2021	Posição Ativa (Passiva) 31.12.2022	31.12.2021	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	683	(1.308)	(40)	(1)	
Compra/Petróleo e Derivados	9.058	1.380	-	-	2023
Venda/Petróleo e Derivados	(8.375)	(2.688)	-	-	2023
SWAP (**)					
Compra/Óleo de Soja - Posição vendida(**)	(3)	(11)	-	-	2023
Contratos a Termo					
Venda/Câmbio (BRL/USD) (***)	-	US\$ 15	-	-	-
SWAP					
Câmbio - cross currency swap (***)	-	GBP 583	-	23	-
Câmbio - cross currency swap (***)	-	GBP 442	-	(50)	-
Swap - CDI X IPCA	R\$ 3.008	R\$ 3.008	(16)	(1)	2029/2034
Câmbio - cross currency swap (***)	US\$ 729	US\$ 729	(64)	(221)	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(120)	(250)	

(*) Valor nocional em mil bbl

(**) Valor nocional em mil toneladas

(***) Valores em US\$ (dólares) e GBP (libras) representam milhões das respectivas moedas.

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do período		
	2022	2021	2020
Derivativos de commodities			
Óleo - Nota 34.2 (a)	-	-	(502)
Demais operações - Nota 34.2 (b)	(256)	(79)	194
Reconhecido em Outras Despesas Operacionais	(256)	(79)	(308)
Derivativos de moeda			
Swap Libra Esterlina x Dólar - Nota 34.3 (b)	(297)	(85)	11
NDF - Euro x Dólar	-	-	(23)
NDF - Libra x Dólar	-	9	20
Swap CDI x Dólar - Nota 34.3 (b)	211	(3)	(284)
Outros	5	1	(2)
	(81)	(78)	(278)
Derivativos de juros			
Swap - CDI X IPCA - Nota 34.3 (b)	(50)	(41)	(36)
	(50)	(41)	(36)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 34.3 (a)	(4.871)	(4.585)	(4.720)
Reconhecido em resultado financeiro	(5.002)	(4.704)	(5.034)
Total	(5.258)	(4.783)	(5.342)

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) em		
	2022	2021	2020
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 34.3 (a)	10.094	636	(16.740)

**Garantias dadas (recebidas)
como colaterais**

31.12.2022 31.12.2021

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Derivativos de <i>commodities</i>	96	15
Derivativos de moeda	-	27
Total	96	42

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2022 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo (<i>Swap</i>)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(135)	(269)
		-	(135)	(269)

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apereamento 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 2022, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento de 20% e 40% respectivamente. 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.

34.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Companhia tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano Estratégico, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

a) Óleo

Em março de 2020, com o objetivo de preservar a liquidez da companhia, a Petrobras aprovou estratégia de proteção para operações sistêmicas de petróleo a fim de proteger os fluxos de receita oriundos dessas transações contra incertezas nos preços das exportações de cargas de petróleo já carregadas, mas não precificadas, em função da elevada volatilidade do contexto econômico, gerada tanto pelos efeitos advindos da queda de preços de petróleo, como pelos efeitos da pandemia da COVID-19 no consumo mundial de petróleo e derivados.

Como resultado dessa estratégia, foram realizadas, a partir de abril de 2020, operações a termo (*swap*) e futuros. As operações a termo (*swap*) não exigem desembolso inicial, ao passo que as operações de futuro exigem depósitos de margem, a depender do volume contratado.

b) Demais operações de derivativos de *commodities*

A Petrobras, 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.

34.3. Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócios, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 norte-americano, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao Real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares norte-americanos 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 norte-americanos da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares norte-americanos, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo.

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.

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

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2022, 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 US\$ 1,00 / R\$ 5,2177, são apresentados a seguir:

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2022	
				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/2023 a dez/2032	62.119	324.121
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$ milhões
Designações em 31 de dezembro de 2021				72.640	405.370
Novas designações, revogações e redesignações				14.589	76.263
Realização por exportações				(12.037)	(62.172)
Amortização de endividamento				(13.073)	(67.270)
Variação Cambial				-	(28.070)
Valor em 31 de dezembro de 2022				62.119	324.121
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de				72.393	377.723

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, foi reconhecido uma perda cambial de US\$ 160 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho de US\$ 15 no mesmo período em 2021).

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 48,58% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2022, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2022	(36.621)	12.452	(24.169)
Reconhecido no patrimônio líquido	5.223	(1.776)	3.447
Transferido para resultado por realização	4.871	(1.656)	3.215
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(26.527)	9.020	(17.507)

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2021	(37.257)	12.667	(24.590)
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.949)	1.344	(2.605)
Transferido para resultado por realização	4.585	(1.559)	3.026
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(36.621)	12.452	(24.169)

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 Estratégico 2023-2027 indicaria a necessidade de reclassificação de 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 2022 é demonstrada a seguir:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 a 2032	Total
Expectativa de realização	(7.613)	(5.692)	(3.558)	(3.019)	(3.258)	(2.251)	(1.136)	(26.527)

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 norte-americanos (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 norte-americanos. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 norte-americanos (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 reclassificado para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protege 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) Informações sobre contratos em aberto

Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada cross currency swap, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de bonds. O valor nominal total foi de GBP 1.300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034.

Ao longo dos últimos anos, a Petrobras recomprou parte desses bonds e reduziu, proporcionalmente, sua posição nos respectivos instrumentos derivativos. Em 2022, após realizar uma análise integrada dos principais fatores de risco aos quais a Petrobras está exposta, foi aprovada a saída completa da posição de derivativos em libras esterlinas. A execução foi realizada em outubro e novembro de 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Contratos de swap – IPCA x CDI e CDI x Dólar

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 julho de 2022, foi aprovado o primeiro plano de recompra de debêntures, autorizando a aquisição destes títulos para serem mantidos em tesouraria ou revendidos. Até o encerramento do exercício de 2022, apenas uma quantidade imaterial desta dívida foi recomprada. A posição nos contratos derivativos de IPCA x CDI e CDI x Dólar permanece inalterada.

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. Para os cenários possível e remoto, foram estimados os impactos de variações de 40% (500 BP – *basis points*) e 80% (1000 BP), respectivamente, nas curvas futuras de taxa de juros. Os efeitos desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, estão apresentados na tabela a seguir:

	Resultado Possível	Resultado Remoto
SWAP cambial (IPCA x USD)	(13)	(15)

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo trimestre. Os cenários possível e remoto possuem as mesmas referências e consideram a valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 20% e 40%, respectivamente, 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. Essas análises abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes.

Riscos	Instrumentos	Exposição em 31.12.2022	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
Dólar / Real	Ativos	7.448	75	1.490	2.979
	Passivos	(96.873)	(971)	(19.374)	(38.749)
	Câmbio - cross currency swap	(576)	(6)	(115)	(231)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	62.120	623	12.424	24.848
	Total	(27.881)	(279)	(5.575)	(11.153)
Euro / Dólar	Ativos	1.018	32	204	407
	Passivos	(2.173)	(68)	(435)	(869)
	Total	(1.155)	(36)	(231)	(462)
Libra / Dólar	Ativos	1.445	33	289	578
	Passivos	(2.879)	(66)	(576)	(1.152)
	Total	(1.434)	(33)	(287)	(574)

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Libra / Real	Ativos	2	-	-	1
	Passivos	(26)	(1)	(5)	(10)
	Total	(24)	(1)	(5)	(9)
Euro / Real	Ativos	4	-	1	2
	Passivos	(63)	(3)	(12)	(25)
	Total	(59)	(3)	(11)	(23)
Total em 31 de dezembro de 2022		(30.553)	(352)	(6.109)	(12.221)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 1% / Euro x Dólar - valorização do euro em 3,1% / Libra x Dólar - valorização da libra em 2,26% / Real x Euro - desvalorização do real em 4,2% / Real x Libra - desvalorização do real em 3,3%. Fonte: Focus e Thomson Reuters.

34.4. 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, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

A análise de sensibilidade do risco de taxa de juros apresentada no quadro a seguir é realizada para o prazo de 12 meses. Os valores referentes aos cenários razoavelmente possível e remoto significam a despesa total com juros pós-fixados se houver variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo todas as demais variáveis constantes.

A tabela a seguir informa, no cenário provável, 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 2022.

Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
LIBOR 3M	12	16	19
LIBOR 6M	655	917	1.179
SOFR 3M	84	109	135
SOFR 6M	17	23	30
CDI	181	253	325
TJLP	70	98	126
IPCA	96	134	173
	1.115	1.550	1.987

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

34.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia. Nas demonstrações financeiras individuais da Petrobras no exercício findo em 31 de dezembro de 2022, o capital circulante líquido apurado foi negativo, principalmente em função de transações com controladas, conforme nota explicativa 35. No mesmo período, considerando a visão integrada de caixa, o capital circulante líquido apurado foi negativo nas demonstrações financeiras consolidadas. Adicionalmente, a companhia possui no ativo não circulante aplicações financeiras em certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária, conforme nota explicativa 7.2.

A companhia 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

34.6. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

34.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) 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.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
AA	-	1.152	-	-
A	3.806	1.145	820	-
BBB	212	2.308	-	-
BB	917	3.672	205	-
AAA.br	3.034	530	3.311	694
AA.br	1	1.639	1	-
Outras classificações	26	21	-	-
	7.996	10.467	4.337	694

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

34.7. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Total em 31 de dezembro de 2022	-	-	-	-
Total em 31 de dezembro de 2021	-	23	-	23
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(64)	-	(64)
Derivativos de commodities	(40)	-	-	(40)
Derivativos de juros	-	(17)	-	(17)
Total em 31 de dezembro de 2022	(40)	(81)	-	(121)
Total em 31 de dezembro de 2021	(1)	(272)	-	(273)

O valor justo dos demais ativos e passivos financeiros é apresentado nas respectivas notas explicativas: 7 – Títulos e valores mobiliários; 13 – Contas a receber; e 31 – Financiamentos (valor estimado).

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

35. 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.

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: preços e condições dos serviços compatíveis com os praticados no mercado;
- Conformidade: aderência aos termos e responsabilidades contratuais praticados pela companhia;
- Transparência: reporte adequado das condições acordadas, bem como seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia;
- Equidade: estabelecimento de mecanismos que impeçam discriminações ou privilégios e adoção de práticas que assegurem a não utilização de informações privilegiadas ou oportunidades de negócio em benefício individual ou de terceiros;
- Comutatividade: prestações proporcionais para cada contratante.

As transações que atendam aos critérios de materialidade, estabelecidos na política e celebradas com coligadas, União, incluindo suas autarquias, fundações e empresas controladas, sociedades controladas por pessoal chave da administração, ou membro próximo de sua família, e com a Fundação Petros, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal dessas análises ao Conselho de Administração.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da companhia.

35.1. 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:

	31.12.2022		31.12.2021	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Distribuidoras estaduais de gás natural	-	-	255	42
Empresas do setor petroquímico	21	10	26	12
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	72	21	104	13
Subtotal	93	31	385	67
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	1.689	-	1.446	-
Bancos controlados pela União Federal	11.811	1.567	8.417	1.267
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	602	-	506	-
União Federal (*)	-	1.422	2	-
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	57	-	-
Outros	58	71	26	54
Subtotal	14.160	3.117	10.397	1.321
Petros	56	301	51	61
Total	14.309	3.449	10.833	1.449
Circulante	2.603	2.119	2.110	315
Não circulante	11.706	1.330	8.723	1.134

(*) Inclui valores de dividendos e arrendamentos.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas :

	2022	2021	2020
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	-	7.936	11.038
Transportadoras de gás	-	(308)	(1.478)
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.196	2.410	1.723
Empresas do setor petroquímico	4.465	3.553	2.769
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	96	418	265
Subtotal	5.757	14.009	14.317
Entidades governamentais			
Títulos públicos federais	204	64	41
Bancos controlados pela União Federal	71	(157)	(456)
Setor elétrico	-	131	72
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	62	58	235
União Federal	288	31	(4)
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(657)	(139)	(135)
Outros	(79)	(34)	(15)
Subtotal	(111)	(46)	(262)
Total	5.625	13.963	13.878
Receitas, principalmente de vendas	5.821	14.672	16.202
Compras e serviços	(4)	(494)	(2.074)
Receitas e despesas operacionais	(804)	(315)	(93)
Variações monetárias e cambiais líquidas	299	(59)	(102)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	313	159	(55)
Total	5.625	13.963	13.878

Em 23 de dezembro de 2022, a Petrobras firmou contrato com a UEG Araucária S.A., no valor aproximado de US\$ 925 (R\$ 4.850 milhões), tendo como objeto a venda de 2.150.000 m³/dia de gás, na modalidade interruptível, para atendimento à geração de energia elétrica pela UTE Araucária. O contrato possui vigência a partir de 1º de janeiro de 2023 a 31 de dezembro de 2023.

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 13.

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 17.

35.2. 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 2022 e 2021 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (valores em US\$ - dólares)	2022	2021
Menor remuneração	759	678
Remuneração média	4.367	3.775
Maior remuneração	20.790	19.220
Empregados	2022	2021
Quantidade de empregados	38.682	38.703

A remuneração anual da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2022 e 2021 foram as seguintes:

Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2022	2021
---------------------------------------------------------------------	------	------

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Menor remuneração (*)	322.668	536.948
Remuneração média (**)	586.324	697.110
Maior remuneração (***)	437.916	544.862

(*) Corresponde a menor remuneração anual, incluindo ex-membros, conforme Ofício Circular/CVM/SEP/no 01/2021 de 26/02/2021. Caso a Petrobras excluísse do cálculo os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, e considerasse os valores pagos a membros que exerceram o cargo por menos de 12 meses, o menor valor seria de US\$ 65,172 em 2022 e de US\$ 475,777 em 2021.

(**) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/CVM/SEP/no 01/2021 de 26/02/2021. Caso a Petrobras excluísse do cálculo de remuneração média os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, o valor médio seria de US\$ 414,854 em 2022 e de US\$ 526,021 em 2021.

(***) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual e que exerceu o cargo por 12 meses do exercício social, conforme Ofício Circular/CVM/SEP/no 01/2021 de 26/02/2021.

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 Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

			2022		2021	
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	2,7	0,1	2,8	2,6	0,1	2,7
Encargos sociais	0,8	-	0,8	0,7	-	0,7
Previdência complementar	0,4	-	0,4	0,3	-	0,3
Remuneração variável	2,8	-	2,8	2,5	-	2,5
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,3	-	0,3	0,6	-	0,6
Remuneração total	7,0	0,1	7,1	6,7	0,1	6,8
Remuneração total - pagamento realizado	6,3	-	6,3	6,0	0,1	6,1
Número de membros - média mensal	9,00	11,00	20,00	9,00	10,58	19,58
Número de membros remunerados - média mensal	9,00	3,83	12,83	9,00	4,50	13,50

Em 2022, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou US\$ 13,7 (US\$ 14,7 em 2021).

Em 13 de abril de 2022, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US\$ 8 (R\$ 39,59 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2022 e março de 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.

De acordo com a regulamentação brasileira aplicável às empresas controladas pelo Governo Federal do Brasil, os membros do Conselho de Administração que também são membros do Conselho Fiscal são remunerados apenas em relação às suas funções no Conselho Fiscal. A remuneração total referente a esses membros foi de US\$ 613 mil para 2022 (US\$ 728 mil, considerando os encargos sociais). Para 2021, a remuneração total referente a esses membros foi de US\$ 544 mil (US\$ 642 mil, considerando os encargos sociais).

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, 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 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2022, a companhia provisionou US\$ 3 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2022 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O estatuto social da companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer 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.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, cujo prazo de vigência inicia 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, cujo prazo de vigência inicia 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, cujo prazo de vigência inicia 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.

A vigência da cobertura prevista no Compromisso se inicia a partir da data de assinatura até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato ou a função/cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas ou a qualquer tempo em que se verificar um evento indenizável baseado em fato imprescritível.

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro 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; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia.

A companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

No caso de condenação por ato doloso ou praticado com erro grosseiro transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irreversível em que se conclui 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.

NOTAS EXPLICATIVAS (NÃO AUDITADAS)

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

36. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2022	2021	2020
Valores pagos e recebidos durante o período			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.413	904	770
Transações que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	19	-	310
Arrendamentos	6.923	6.945	4.255
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	3.260	(1.082)	5.174
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	1.236	1.173	2
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	-	165	-
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	24	-	-
Earn Out dos polos Atapu e Sépia	694	54	-

O saldo final de caixa e equivalentes de caixa da demonstração do fluxo de caixa contempla valores relativos a ativos mantidos para venda, conforme reconciliação a seguir:

	2022	2021
Reconciliação do saldo no início do exercício		
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	10.467	11.711
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda (nota 30)	13	14
Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo inicial	10.480	11.725
Reconciliação do saldo no final do exercício		
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	7.996	10.467
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda (nota 30)	-	13
Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo final	7.996	10.480

36.1. Reconciliação da depreciação, depleção e amortização com a demonstração dos fluxos de caixa

	2022	2021	2020
Depreciação no Imobilizado	14.618	12.955	12.326
Amortização no Intangível	77	60	66
Depreciação capitalizada	(1.343)	(1.240)	(973)
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(134)	(80)	26
Depreciação, depleção e amortização na DFC	13.218	11.695	11.445

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

37. Eventos subsequentes

Acordo de Leniência

Em 12 de janeiro de 2023, a Petrobras recebeu o montante de US\$ 87 (R\$ 456 milhões), recuperados por meio de acordo de leniência da empresa UOP LLC – subsidiária da Honeywell International Inc. – celebrado com a Controladoria Geral da União (CGU) e a Advocacia Geral da União (AGU), instrumento que faz parte de resolução global que envolveu atuação coordenada com Ministério Público Federal (MPF) e autoridades norte-americanas.

Recebimento do Earn Out de Atapu e Sépia

Em janeiro de 2023, a companhia recebeu a totalidade dos pagamentos relativos ao Earn Out do exercício de 2022, de responsabilidade dos parceiros dos blocos de Sépia e Atapu, no montante de US\$ 384 (R\$ 2.007 milhões), que incluem o valor do *gross-up* dos impostos incidentes sobre cada participação, conforme detalhado a seguir:

- Sépia: US\$ 258 (R\$ 1.347 milhões), das empresas TotalEnergies EP Brasil Ltda, Petronas Petróleo Brasil Ltda e QatarEnergy Brasil Ltda, correspondente às participações de 28%, 21% e 21%, respectivamente;
- Atapu: US\$ 126 (R\$ 660 milhões), referentes a 22,5% de participação da TotalEnergies EP Brasil Ltda e 25% de participação da Shell Brasil Petróleo Ltda.

Para mais informações sobre a operação mencionada acima, vide nota explicativa 24.3.

Venda do Campo de Albacora Leste

Em 26 de janeiro de 2023, a Petrobras finalizou, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a venda da totalidade de sua participação no campo de produção de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos, para a empresa Petro Rio Jaguar Petróleo LTDA (PetroRio), subsidiária da Petro Rio S.A.

A operação foi concluída com o recebimento, à vista, de US\$ 1.635, já com os ajustes previstos no contrato.

Com a conclusão da cessão, a PetroRio assume a condição de operadora do campo de Albacora Leste, com 90% de participação, em parceria com a Repsol Sinopec Brasil, que detém os 10% restantes.

Para mais informações sobre a operação mencionada acima, vide nota explicativa 30.1.

Recebimento do Earn Out de Baúna

Em 30 de janeiro de 2023, a Petrobras recebeu da Karoon Petróleo & Gás Ltda (“Karoon”), subsidiária da Karoon Energy Ltd, o montante de US\$ 84, incluindo atualização financeira prevista no contrato, equivalente ao pagamento contingente do preço do barril de petróleo referente ao exercício de 2022.

Este recebimento está de acordo com os termos do contrato negociado entre as companhias no exercício de 2020, referente à venda da totalidade da participação da Petrobras para a Karoon no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40). As demais parcelas do referido pagamento contingente poderão ser recebidas pela Petrobras até 2026, dependendo da evolução do preço do barril de petróleo em futuros exercícios.

Resultados dos julgamentos do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)

Em 1º de fevereiro de 2023, a Primeira Turma da Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), órgão integrante do CARF, negou provimento a recursos interpostos pela companhia e decidiu que seriam devidos IRPJ e CSLL relativos aos lucros de sua controlada no exterior dos exercícios de 2011 e 2012. A decisão foi tomada mediante o exercício do voto de qualidade do Presidente da Turma, com amparo na Medida Provisória nº. 1160/2023, após empate entre os

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

juizadores. Com essa decisão, débitos fiscais que totalizam US\$ 1.092 (R\$ 5.700 milhões) tornam-se definitivos no âmbito administrativo. Dessa forma, a companhia, após o desfecho do processo administrativo, adotará as medidas cabíveis.

Em 14 de março de 2023, a Terceira Turma da CSRF negou provimento, por maioria, aos recursos especiais interpostos pela Companhia por entender que seriam devidos CIDE e PIS/COFINS Importação relativos aos pagamentos de afretamento de embarcações para pessoas jurídicas no exterior nos anos de 2010 (PIS/COFINS), 2011 (CIDE) e 2013 (CIDE, PIS/COFINS). Com essa decisão, débitos fiscais de US\$ 3,5 bilhões (R\$ 18 bilhões) tornam-se definitivos no âmbito administrativo. Dessa forma, a companhia, após o desfecho do processo administrativo, adotará as medidas cabíveis.

As expectativas de perdas dessas contingências são consideradas possíveis, sendo objeto da nota explicativa 18. As decisões do CARF não implicam em provisionamento nas demonstrações financeiras da companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A companhia, em 31 de dezembro de 2022, 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 de campos nos países Brasil, Estados Unidos da América e Argentina. As reservas de campos na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(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					Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior					
	Brasil	América do Sul	Outros	Total	Total	
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
31 de dezembro de 2021						
Reservas de petróleo e gás não provadas	4.455	115	-	115	4.570	-
Reservas de petróleo e gás provadas	80.523	172	-	172	80.695	832
Equipamentos de suporte	67.988	777	1	778	68.766	-
Custos capitalizados brutos	152.967	1.064	1	1.065	154.032	832
Depreciação, depleção e amortização	(51.621)	(733)	(1)	(734)	(52.355)	(296)
Custos capitalizados, líquidos	101.345	331	-	331	101.677	536
31 de dezembro de 2020						
Reservas de petróleo e gás não provadas	17.438	112	-	112	17.550	-
Reservas de petróleo e gás provadas	61.857	140	-	140	61.997	792
Equipamentos de suporte	73.199	761	1	762	73.961	-
Custos capitalizados brutos	152.494	1.013	1	1.014	153.508	792
Depreciação, depleção e amortização	(43.008)	(687)	(1)	(688)	(43.696)	(316)
Custos capitalizados, líquidos	109.486	326	-	326	109.812	476

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(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				Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior				
	Brasil	América do Sul	Total	Total	
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
Em 31 de dezembro de 2021					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-
Custos de exploração	682	5	5	687	-
Custos de desenvolvimento	6.035	44	44	6.079	37
Total	6.717	49	49	6.766	37
Em 31 de dezembro de 2020					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	315	-	-	315	-
Não provadas	24	-	-	24	-
Custos de exploração	805	10	10	815	-
Custos de desenvolvimento	5.664	3	3	5.667	57
Total	6.808	13	13	6.821	57

(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 2022, 2021 e 2020 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	Consolidado						Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior					Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
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
Em 31 de dezembro de 2021							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	974	131	-	-	131	1.105	220
Intersegmentos	54.479	-	-	-	-	54.479	-
	55.453	131	-	-	131	55.584	220
Custos de produção	(14.601)	(67)	-	-	(67)	(14.668)	(44)
Despesas de exploração	(685)	(2)	-	-	(2)	(687)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(8.959)	(46)	-	-	(46)	(9.005)	(38)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	3.107	-	-	-	-	3.107	-
Outras despesas operacionais	809	15	114	(118)	11	820	(17)
Resultado antes dos impostos	35.124	31	114	(118)	27	35.151	121
Imposto de renda e contribuição social	(11.984)	(11)	-	43	33	(11.951)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	23.141	20	114	(75)	59	23.200	121
Em 31 de dezembro de 2020							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	763	108	-	-	108	871	148
Intersegmentos	33.524	-	-	-	-	33.524	-
	34.287	108	-	-	108	34.395	148
Custos de produção	(9.378)	(59)	-	-	(59)	(9.437)	(54)
Despesas de exploração	(796)	(7)	-	-	(7)	(803)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(8.611)	(50)	-	-	(50)	(8.661)	(57)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(7.364)	-	-	-	-	(7.364)	-
Outras despesas operacionais	(825)	(2)	(167)	(26)	(195)	(1.020)	(158)
Resultado antes dos impostos	7.313	(10)	(167)	(26)	(203)	7.110	(121)
Imposto de renda e contribuição social	(2.486)	3	57	9	69	(2.417)	41
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.827	(7)	(110)	(17)	(134)	4.693	(80)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(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 2022, 2021 e 2020 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial			Total
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	
Reservas em 31.12.2019	8.083	1	8	8.092	23	42	8.156
Revisão de estimativas anteriores	269	(1)	(7)	261	-	-	261
Extensões e descobertas	35	-	-	35	-	-	35
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(61)	-	-	(61)	-	(41)	(102)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(792)	-	(1)	(793)	(4)	(1)	(798)
Reservas em 31.12.2020	7.534	-	-	7.534	18	-	7.552
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	-	1.668
Vendas de reservas	(9)	-	-	(9)	-	-	(9)
Produção no ano	(773)	-	(1)	(774)	(3)	-	(777)
Reservas em 31.12.2021	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 Sêpia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial		Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África	
Reservas em 31.12.2019	8.381	156	12	8.549	9	47	8.605
Revisão de estimativas anteriores	(93)	(119)	(11)	(222)	-	-	(222)
Extensões e descobertas	36	-	-	36	-	-	36
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(42)	-	-	(42)	-	(47)	(90)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(735)	(12)	(1)	(749)	(2)	-	(750)
Reservas em 31.12.2020	7.547	26	-	7.572	8	-	7.580
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.615	167	19	1.802	-	-	1.802
Vendas de reservas	(15)	-	-	(15)	-	-	(15)
Produção no ano	(692)	(16)	(1)	(709)	(1)	-	(710)
Reservas em 31.12.2021	8.455	177	18	8.650	7	-	8.657
Revisão de estimativas anteriores	1.667	16	-	1.682	2	-	1.682
Vendas de reservas (1)	(408)	-	(17)	(425)	(1)	-	(425)
Produção no ano	(626)	(20)	(1)	(647)	(1)	-	(648)
Reservas em 31.12.2022	9.088	173	-	9.261	1	6	9.267

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sêpia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem o gás consumido nas operações, que representam 37% de nossa reserva provada total de gás natural em 2022.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

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 2022, 2021 e 2020:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial			Total
	Óleo equiv. no Brasil	Óleo equiv. na América do Sul	Óleo equiv. sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equiv. na América do Norte	Óleo equiv. na África	
Reservas em 31.12.2019	9.480	27	10	9.517	24	49	9.590
Revisão de estimativas anteriores	253	(21)	(9)	224	-	-	224
Extensões e descobertas	41	-	-	41	-	-	41
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	(49)	(117)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(914)	(2)	(1)	(918)	(5)	(1)	(923)
Reservas em 31.12.2020	8.792	5	-	8.796	19	-	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	-	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	30	14	1.967	2	-	1.969
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	-	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	31	13	9.860	18	-	9.878
Revisão de estimativas anteriores	1.983	3	-	1.986	3	-	1.988
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	31	-	10.453	17	-	10.470

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sêpia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2022, incorporamos 1.988 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 709 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 Sêpia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros.

A reserva provada total da companhia, em 2022, resultou em 10.470 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e cessões de direito descritas acima e descontando a produção do ano, de 860 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2021, incorporamos 1.969 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;

(ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e

(iii) adição de 164 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2021, resultou em 9.878 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe em 2021. 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 a divulgação de reservas.

Em 2020, incorporamos 224 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 637 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas à boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 254 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e

(iii) redução de 667 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço do petróleo.

Também incorporamos 41 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 117 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.816 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 923 milhões de boe em 2020. 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 (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

					2020
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.858	-	5.714	-	5.810
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	26	-	5
Total Entidades Consolidadas	4.858	-	5.740	-	5.814
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	17	-	7	-	18
Total Investidas por equivalência patrimonial	17	-	7	-	18
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.875	-	5.747	-	5.833
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676	-	1.833	-	2.982
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	-	-	-
Total Entidades Consolidadas	2.676	-	1.833	-	2.982
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1	-	1	-	1
Total Investidas por equivalência patrimonial	1	-	1	-	1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	2.678	-	1.833	-	2.983
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552	-	7.580	-	8.816

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

					2021
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.591	18	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	79	-	14
Total Entidades Consolidadas	4.712	10	5.669	18	5.670
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15	-	6	-	16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15	-	6	-	16
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.675	18	5.686
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695	-	2.865	-	4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	98	-	17
Total Entidades Consolidadas	3.696	-	2.963	-	4.190
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	1	-	2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	3.698	-	2.964	-	4.192
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.425	10	8.639	18	9.878

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	2022				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.185	-	5.447	-	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	91	-	16
Total Entidades Consolidadas	4.186	-	5.538	-	5.109
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	14	-	5	-	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	-	5	-	15
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.200	-	5.543	-	5.124
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.723	-	3.641	-	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	82	-	14
Total Entidades Consolidadas	4.724	-	3.723	-	5.345
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	1	-	2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	-	3.724	-	5.347
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.926	-	9.267	-	10.470

(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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(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 da SEC – 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 da SEC 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Total	
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
Em 31 de dezembro de 2021				
Fluxos de caixa futuros	612.924	587	613.511	1.129
Custo de produção futuros	(264.158)	(261)	(264.419)	(329)
Custo de desenvolvimento futuros	(44.027)	(107)	(44.134)	(28)
Despesa futura de imposto de renda	(104.568)	(61)	(104.628)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	200.171	159	200.330	772
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(85.391)	(70)	(85.461)	(303)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	114.780	89	114.869	470
Em 31 de dezembro de 2020				
Fluxos de caixa futuros	333.248	69	333.317	667
Custo de produção futuros	(182.534)	(51)	(182.585)	(465)
Custo de desenvolvimento futuros	(31.236)	(16)	(31.252)	(48)
Despesa futura de imposto de renda	(46.862)	-	(46.862)	(79)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	72.616	2	72.618	75
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(26.638)	-	(26.638)	(1)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	45.978	1	45.979	74

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 01 de janeiro de 2022	114.780	89	114.869	470
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(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 produção	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
Em 01 de janeiro de 2021	45.978	1	45.979	74
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(38.074)	(43)	(38.117)	(177)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.035	44	6.079	37
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(246)	-	(246)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	-	-	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	41.211	205	41.416	30
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	108.268	58	108.326	401
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.900)	(119)	(20.019)	3
Acréscimo de desconto	4.598	-	4.598	49
Variação líquida do imposto de renda	(33.089)	(47)	(33.136)	48
Outros - não especificados	-	(9)	(9)	(7)
Em 31 de dezembro de 2021	114.780	89	114.869	470
Em 01 de janeiro de 2020	88.121	69	88.190	1.412
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(24.908)	(14)	(24.922)	(94)
Custos de desenvolvimento incorridos	5.664	3	5.666	57
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(847)	-	(847)	(1.047)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	509	-	509	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	3.160	(35)	3.125	(10)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(54.606)	(145)	(54.751)	(375)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(4.716)	97	(4.618)	67
Acréscimo de desconto	8.812	9	8.821	12
Variação líquida do imposto de renda	24.788	24	24.812	51
Outros - não especificados	-	(7)	(7)	1
Em 31 de dezembro de 2020	45.978	1	45.979	74

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Mudança Climática (não auditado)

A companhia considerou os impactos relacionados as suas metas climáticas e aos riscos climáticos no seu Planejamento Estratégico (PE). As premissas e projeções do cenário Base do PE são utilizadas para determinadas estimativas contábeis, incluindo o valor em uso utilizado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota 4.2).

a) Metas climáticas

Em 2021, a companhia assumiu a ambição de neutralizar as emissões nas atividades sob seu controle (Escopos 1 e 2) e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados, em prazo compatível com o Acordo de Paris (ambições de net zero). Entretanto, a companhia reconhece que existem lacunas tecnológicas relevantes para o atingimento das suas ambições de net zero.

O objetivo central do Acordo de Paris é fortalecer a resposta global à ameaça da mudança climática, mantendo o aumento da temperatura global neste século abaixo de 2 °C quando comparado aos níveis pré-industriais e envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 °C.

A ambição net zero da companhia soma-se à cesta de compromissos de sustentabilidade com horizonte 2025 e 2030, onde 6 compromissos são relacionados à mitigação de gases de efeito estufa (GEE):

- Redução das emissões absolutas operacionais em 30% até 2030 (em comparação com 2015);
- Zero queima de rotina em *flare* até 2030, conforme iniciativa *Zero Routine Flaring* do Banco Mundial;
- Reinjeção de 80 MM ton CO₂ até 2025 em projetos de CCUS (*Carbon Capture, Usage and Storage*);
- Intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) no segmento de E&P: atingir intensidade do portfólio de 15 kgCO₂e/boe até 2025, mantidos 15 kgCO₂e/boe até 2030;
- Intensidade de GEE no segmento Refino: Atingir intensidade de 36 kgCO₂e/CWT até 2025 e 30 kgCO₂e/CWT até 2030; e
- Consolidação da redução de 55% (em comparação com 2015) na intensidade de emissões de metano no segmento *upstream* até 2025, atingindo 0,29 t CH₄/mil tHC.

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.

Os compromissos da companhia de redução de emissões de GEE, bem como a ambição de zerar as suas emissões líquidas operacionais de GEE (escopos 1 e 2) até 2050 foram considerados na elaboração do PE 23-27, aprovado pelo Conselho de Administração da companhia, plano atualizado a cada ano.

b) Riscos climáticos

Risco de transição para economia de baixo carbono

O risco da transição para uma economia de baixo carbono se reflete, principalmente, no preço do Brent, demanda por produtos e no preço do carbono.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O cenário Base do PE contempla políticas climáticas e ambientais que seguem em linha com as metas já anunciadas, em seus aspectos mais gerais. Em tal cenário, existe maior preocupação com a mobilidade e a qualidade do ar nos grandes centros urbanos. Soluções mais diretas para a transição energética, puxadas por grandes cidades e impulsionadas pela pressão da população, caracterizam esse cenário. A matriz energética mundial tem alterações importantes, principalmente no que diz respeito a participação do carvão e das fontes renováveis. O resultado desse cenário é de matriz energética mais diversificada, com crescimento da participação de renováveis e preços de commodities em linha com o observado historicamente.

Neste contexto, no cenário Base é considerado um intervalo de preço de petróleo variando da média de US\$ 85/bbl em 2023 e atingindo US\$ 55/bbl a partir de 2030, ou seja, expectativas de preço semelhantes ao cenário Announced Pledges (APS) da Agência Internacional de Energia, o qual é alinhado a 50% de probabilidade de manter o aumento de temperatura abaixo de 1,7°C em 2100. O cenário APS assume que todas as metas aspiracionais anunciadas pelos governos são cumpridas no prazo e na íntegra, incluindo suas metas de longo prazo net zero e de acesso à energia.

A valoração do portfólio no cenário Base da companhia utilizada para aprovação do Plano Estratégico é realizada sem a incidência do preço de carbono. Em que pese a publicação do Decreto nº 11.075/2022, a definição do instrumento a ser adotado no Brasil ainda está em processo de tramitação no legislativo federal (PL 412-2022), sendo que os setores e segmentos regulados ainda serão definidos no âmbito do poder executivo nacional. Desta forma, no momento, existem incertezas a respeito do funcionamento de um futuro mercado de carbono no Brasil, devido à falta de informações suficientes e confiáveis sobre as intenções futuras dos reguladores que permitam considerar o impacto do preço do carbono na valoração do portfólio da companhia para fins de estimativas contábeis. Mais de 97% das emissões operacionais de GEE da companhia ocorrem em território brasileiro.

Ao simular o valor presente líquido do portfólio da companhia no cenário Base, através de sensibilidade ao preço do *Brent* e ao preço de carbono constantes no cenário APS da Agência Internacional de Energia verificou-se que haveria impacto total positivo de 23% quando comparado ao valor calculado com base nas premissas internas acima detalhadas.

A simulação considera o impacto do preço do *Brent* no cenário APS somente sobre o segmento de E&P e manutenção das margens dos demais segmentos. Quanto ao efeito do preço de carbono na simulação, foi adotado o preço de carbono do cenário APS, aplicado com base em premissas referenciadas em mercados internacionais de carbono em operação, uma vez que ainda residem incertezas a respeito do funcionamento de um futuro mercado de carbono no Brasil. No cenário APS é considerado um intervalo de preço de carbono de US\$ 40/bbl em 2030, passando para US\$ 110/bbl em 2040 e atingindo US\$ 160/bbl a partir de 2050.

Riscos Físicos

A companhia identifica e monitora os parâmetros físicos considerados potencialmente mais suscetíveis a alterações que podem causar mudanças de padrões nas condições de operacionalidade de seus ativos, como disponibilidade de água para refinarias e termelétricas, e padrões de ondas, vento e correntes oceânicas para plataformas.

Para as variáveis ambientais na região oceânica, contamos atualmente com parceiros tecnológicos para simular as condições atmosféricas, a circulação oceânica e as ondas futuras sob o efeito das projeções climáticas nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, que concentram aproximadamente 90% da produção atual da companhia. Para as variáveis meteoceanográficas *offshore* estudadas, de um modo geral, ao longo da vida útil de ativos da companhia, a magnitude dos impactos está dentro dos parâmetros de segurança já considerados em seus projetos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

As condições de operacionalidade dos ativos afetam determinadas estimativas contábeis da companhia.

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 nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação de nossas demonstrações contábeis consolidadas, 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 possam se tornar inadequados devido a mudanças em condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2022, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (“COSO”). Com base nesta avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Jean Paul Terra Prates

Presidente

Rodrigo Araujo Alves

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores



PETR
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

