



Relatório Anual e
Form 20 - F
2020

ESTADOS UNIDOS E COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

WASHINGTON, D.C. 20549

FORM 20-F

RELATÓRIO ANUAL

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

para o ano fiscal finalizado em 31 de dezembro de 2020

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 - Brazil
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Andrea Marques de Almeida
Diretora Executiva Financeira e de Relacionamento com Investidores
(55 21) 3224-4477—dfinri@petrobras.com.br

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro – RJ - Brazil
(Nome, telefone, e-mail e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da empresa)

Títulos 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 valor no qual se registrou:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova York*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras, ou ADSs	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova York
(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	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Depositárias Americanas da Petrobras (como evidenciado por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
4,375% de Global Notes com vencimento em 2023, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,250% de Global Notes com vencimento em 2024, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,299% de Global Notes com vencimento em 2025, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
8,750% de Global Notes com vencimento em 2026, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
7,375% de Global Notes com vencimento em 2027, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,999% de Global Notes com vencimento em 2028, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,750% de Global Notes com vencimento em 2029, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,093% de Global Notes com vencimento em 2030, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,600% de Global Notes com vencimento em 2031, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,875% de Global Notes com vencimento em 2040, emitido por PGF (sucessora da PifCo)	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
6,750% de Global Notes com vencimento em 2041, emitido por PGF (sucessora da Pifco)	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
5,625% de Global Notes com vencimento em 2043, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova York
7,250% de Global Notes com vencimento em 2044, emitido por 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.

Securities registered or to be registered pursuant to Section 12(g) of the Act: None

Securities for which there is a reporting obligation pursuant to Section 15(d) of the Act: None

The number of outstanding shares of each class of stock as of December 31, 2020 was:

7,442,231,382 Petrobras Common Shares, without par value

5,601,969,879 Petrobras Preferred Shares, without par value

Indique com um X 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 um X 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 verificação 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 verificação 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 um X 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.

Indique com um X se o registrante apresentou um relatório e atestado para a avaliação de sua administração sobre a eficácia de sua controle interno sobre relatórios financeiros de acordo com a Seção 404 (b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262 (b)) pela empresa de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Indique com um X qual base de contabilidade a registrante usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas nesta expedição:

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 um X 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

Índice

DISCLAIMER.....	6
GLOSSÁRIO	9
QUEM SOMOS	19
FICHA DE DADOS	20
VISÃO GERAL	21
DESTAQUES 2020	25
DESENVOLVIMENTOS RECENTES	27
RISCOS.....	30
FATORES DE RISCO	31
GERENCIAMENTO DE RISCOS CORPORATIVOS.....	56
DIVULGAÇÕES SOBRE RISCOS DE MERCADO	57
SEGURO	58
RISCOS EMERGENTES	59
NOSSOS NEGÓCIOS.....	63
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	64
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	93
GÁS E ENERGIA	118
GESTÃO DE PORTFÓLIO.....	143
AMBIENTE DE NEGÓCIOS EXTERNO	148
NOSSAS RESPOSTAS À PANDEMIA DE COVID-19.....	157
PLANO ESTRATÉGICO.....	162
PLANO ESTRATÉGICO 2021-2025	163
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL.....	174
MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA	184
MEIO AMBIENTE.....	185
RESPONSABILIDADE SOCIAL.....	194
GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	199
ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS.....	206
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO.....	207
DESEMPENHO FINANCEIRO POR NEGÓCIOS.....	220
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL	224
OUTRAS INFORMAÇÕES	237
GESTÃO E EMPREGADOS	239
GESTÃO	240
EMPREGADOS	262
COMPLIANCE E CONTROLES INTERNOS	273
COMPLIANCE.....	274
TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	280
CONTROLES E PROCEDIMENTOS.....	282
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS	284

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS	285
LISTAGEM	286
AÇÕES E ACIONISTAS	288
DIREITOS DOS ACIONISTAS	293
DIVIDENDOS	300
INFORMAÇÕES ADICIONAIS PARA ACIONISTAS NÃO BRASILEIROS.....	305
ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS	308
REGULAMENTAÇÃO	309
CONTRATOS RELEVANTES	318
PROCESSOS JUDICIAIS	324
TRIBUTOS	334
INFORMAÇÕES ADICIONAIS.....	358
LISTA DE ANEXOS	359
ASSINATURAS	365
ABREVIÇÕES.....	366
TABELA DE CONVERSÃO.....	367
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORM 20-F.....	368
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	371

Disclaimer

Com a finalidade de apresentar informações aos investidores em um forma mais consistente com a forma como vemos o nosso negócio, ano passado alteramos a estrutura e a ordem de divulgação exibida no nosso relatório anual e Form 20-F. Neste relatório anual e Form 20-F para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020 (referido aqui como nosso "relatório anual"), incluímos um guia de referência cruzada para o Form 20-F da SEC, apresentado em "Índice Remissivo para o Form 20-F", para facilitar a sua revisão.

A menos que o contexto indique o contrário, 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 emitido pela 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. Neste relatório anual, as referências a "real", "reais" ou "R\$" são para reais brasileiros, e referências a "dólares americanos" ou "US\$" referem-se a dólares dos Estados Unidos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2020 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 a partir da data em que foram feitas. Não há garantia de que os eventos, tendências ou resultados esperados realmente ocorrerão.

Fizemos declarações prospectivas que abordam, entre outras coisas:

- nossa estratégia de marketing e expansão;
- nossas atividades de exploração e produção, incluindo perfuração;

- nossas atividades relacionadas ao refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados, produtos petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- 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 custo, de 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 que são 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 petróleo bruto e outros preços de 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 ao fazer estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás recentemente descobertas;
- 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 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 2021-2025, enquanto 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 risco, incluindo risco operacional;
- possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e nossa equipe de gestão; 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 cautelar. Não assumimos nenhuma obrigação 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 algum grau de incerteza, e nossa produção, 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 com a 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 ligando 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 York, ou NYSE, em 11 Wall Street, New York, New York 10005, onde nossas ADSs estão listadas. Nossos arquivos da SEC também 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 nestes sites, que podem ser acessíveis através de um hiperlink resultante dos URLs, não são e não devem ser consideradas incorporadas neste relatório anual. Para mais informações sobre como obter cópias de nossos arquivos públicos na NYSE, ligue para (212) 656-5060.

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

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

Glossário

GLOSSÁRIO DE ALGUNS TERMOS USADOS NESTE RELATÓRIO ANUAL

A menos que o contexto indique o contrário, os seguintes termos estão definidos abaixo:

ACL	Free Marketing Environment (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	Regulated Marketing Environment (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	American Depositary Receipt (Recibo de Depósito Americano).
ADS	American Depositary Share (Ação Depositária Americana).
Amex Oil	O NYSE Arca Oil Index é um índice ponderado por preços das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Mede o desempenho da indústria do petróleo por meio de variações na soma dos preços dos estoques componentes. O índice foi desenvolvido com um nível base de 125 em 27 de agosto de 1984.
AMS	Nosso plano de saúde (Assistência Multidisciplinar de Saúde).
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é órgão federal que regulamenta o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API	Medida padrão da densidade do óleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
B3	Brasil, Bolsa, Balcão, a Bolsa de Valores do Brasil.

BioQav	Combustível 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 combustível 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.
Biocombustível	Qualquer combustível derivado de biomassa (plantas, algas ou resíduos animais). É produzido por processos biológicos, como a agricultura e a digestão anaeróbia, e é considerado energia renovável. O biodiesel e o etanol podem ser usados como combustível para veículos, puro ou adicionado ao diesel ou à gasolina para reduzir os níveis de carbono. O biodiesel é produzido a partir de óleos ou gorduras por meio de um processo de transesterificação, e o etanol é feito por fermentação principalmente de carboidratos produzidos em safras de açúcar ou amido, como milho, cana-de-açúcar ou sorgo doce.
Barris	Medida padrão de volume de petróleo bruto.
BNDES	Brazilian Development Bank (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social).
Braskem	Braskem S.A. é hoje 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 eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda, solventes, entre outros. Juntos, eles formam um dos mais completos portfólios do setor ao incluir também o polietileno verde produzido a partir da cana-de-açúcar, de origem 100% renovável.
Tesouro Nacional	O Tesouro Nacional é uma Secretaria do Governo Federal, responsável por administrar os recursos financeiros que entram nos cofres públicos. A missão do Tesouro Nacional é gerir as contas públicas de forma eficiente e transparente, garantindo uma política fiscal equilibrada e a qualidade da despesa pública, de forma a contribuir para o desenvolvimento econômico sustentável.
Petróleo Bruto <i>Brent</i>	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.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem governada e mantida por B3.

CAPEX	Investimentos 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 para investir atividades, compreendendo despesas geológicas e geofísicas, despesas de pesquisa e desenvolvimento, encargos pré-operacionais, compra de imobilizados a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis às obras em andamento.
CEO	Presidente da companhia.
CFO	Diretor Financeiro.
Banco Central do Brasil	O Banco Central do Brasil.
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.
CGU	A Controladoria Geral da União (General Federal Inspector's Office) é um órgão consultivo da Presidência da República, responsável por assessorar nos assuntos relacionados à proteção do patrimônio público federal (patrimônio público) 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 (National Monetary Council) 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.
Condensados	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.
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
D&M	DeGolyer and MacNaughton. Empresa independente de engenharia de petróleo que realiza uma avaliação de parte de nossas reservas líquidas de óleo, condensado e gás natural.

Águas profundas	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Depositário	JPMorgan.
Destilação	Processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.
DoJ	O Departamento de Justiça dos Estados Unidos.
E&P	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	Securities Exchange Act de 1934, conforme emendado.
TLD	Teste de longa duração.
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
Pesquisa Focus	O Banco Central do Brasil realiza a Pesquisa Focus que compila projeções de cerca de 140 bancos, gestores de recursos e outras instituições.
FCO	Fluxo de caixa operacional.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.
G&E	Gas & Energia é o nosso segmento de negócios 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 termelétricas, bem como 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.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A. é nossa subsidiária e uma holding que desenvolve as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuição de gás natural no Brasil e consolida nossa participação acionária em 19 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural, sendo que a Mitsui detém os 49% restantes.
GEE	Gás de efeito estufa.
GSA	Contrato de Fornecimento de Gás de Longo Prazo celebrado com a estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.
GTB	Gás Transboliviano S.A.

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 dos combustíveis.
HSE	Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
IASB	International Accounting Standards Board.
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 free float e composto pelas ações mais líquidas negociadas no B3. Ele foi criado em 1968.
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.
IMO	Organização Marítima Internacional.
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras (Brazilian taxes over financial transactions).
IPCA	O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (National Consumer Price Index).
JPMorgan	JPMorgan Chase Bank, N.A.
Lava Jato	Operação Lava Jato, conforme detalhado em “Fatores de Risco” e Legal e Tributário - Processos Judiciais - Investigação “Lava Jato” deste relatório anual.
LIBOR	A London Interbank Offered Rate (LIBOR) 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.
LNG	Gás natural liquefeito.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, usado como combustível doméstico.
MME	O Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody's	Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.

ME	O Ministério da Economia do Brasil (Anteriormente MPDM – Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão).
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.
Índice de complexidade de Nelson (NCI)	É um índice de custo puro que fornece uma medida relativa dos custos de construção de uma refinaria em particular com base em sua capacidade de petróleo bruto e de atualização. O NCI compara os custos de várias unidades de atualização com o custo de uma unidade de destilação de petróleo bruto, onde refinarias mais complexas são capazes de produzir produtos mais leves, mais refinados e valiosos a partir de um barril de petróleo. Embora o fator de complexidade seja independente da capacidade da refinaria, várias unidades do mesmo processo, como vários hidrotratadores ou unidades de coque, por exemplo, aumentam a complexidade.
LGN	O líquido resultante do processamento do gás natural e que contém os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
NYSE	New York Stock Exchange, a Bolsa de Valores de Nova York.
Petróleo	Petróleo bruto, incluindo LGNs e condensados.
Plano Estratégico	Plano Estratégico 2021-2025
Derivados de petróleo	Produzidos por meio do processamento em refinarias como diesel, gasolina, combustível líquido, GLP e outros produtos.
ONS	O Operador Nacional do Sistema Elétrico (National Electric System Operator) do Brasil.
OPEC	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
Receita operacional (prejuízo)	A linha equivalente ao lucro (prejuízo) líquido antes da receita (despesa) financeira resulta em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial e imposto de renda derivado de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou IRR Orgânico	Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reserva de uma empresa durante o ano, excluindo vendas e aquisições de reservas provadas, em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
OSRL	The Oil Spill Response Limited.
OTC	Offshore Technology Conference.
Petroquímicos	Produtos químicos obtidos em indústrias petroquímicas, como etano, propeno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros.
Petros	Fundação Petros de Seguridade Social, Petrobras' employee pension fund.
Petros 2	Plano de pensão 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.
PLSV	Pipe Laying Support Vessel, embarcação de apoio para lançamento de linhas.
Reservatório do pós-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.
PP&E	Propriedade, planta e equipamento.
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
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.
Reservatório do pré-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
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, 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 suplementar (como injeção de fluidos) são incluídas na classificação "provada" quando um teste bem-sucedido por um projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou em um reservatório análogo, fornece suporte para a análise de engenharia na qual o projeto ou programa foi baseado.

Reservas provadas desenvolvidas	Reservas que são estimadas de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou cujos custos dos equipamentos necessários são relativamente pequenos quando comparados ao 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	<p>Reservas que são estimadas de serem recuperadas a partir de poços novos em área não perfurada, ou de poços existentes onde é necessário um gasto relativamente grande. As reservas em áreas não perfuradas devem ser limitadas ao espaçamento de desenvolvimento previsto para o campo, no qual há razoável certeza de produção quando perfuradas, a menos que existam evidências (decorrentes de tecnologia confiável) que estabeleçam uma certeza razoável de produtividade econômica em distâncias maiores.</p> <p>Locações não perfuradas serão classificadas como tendo reservas não desenvolvidas somente se tiver sido adotado um plano de desenvolvimento que indique que a perfuração está programada para um prazo de até cinco anos, a menos que circunstâncias específicas justifiquem um período maior. As reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas associadas a qualquer área para a qual a aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação suplementar é contemplada, a menos que se tenha comprovado a eficácia dessas técnicas por projetos reais no mesmo reservatório ou em reservatório análogo, ou por outra evidência utilizando tecnologia confiável que estabeleça uma certeza razoável.</p>
PTAX	A taxa de câmbio de referência para a compra e venda de dólares americanos no Brasil, publicada pelo Banco Central do Brasil.
R&D	Pesquisa e desenvolvimento.
RNEST	A Refinaria Abreu e Lima (Abreu e Lima Refinery).
Refino	Refino, Transporte e Marketing é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior, exportação de etanol, operações petroquímicas, como extração e processamento de xisto, bem como participação em empresas petroquímicas no Brasil.
Índice de Substituição de Reservas ou IRR	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.
Relação de Reservas para Produção ou R/P	Calculada como a quantidade de reservas provadas do ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzida durante o ano, indica o número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
SEC	Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.

SELIC	Taxa de juros básica do Banco Central do Brasil.
Sete Brasil	Sete Brasil Participações, S.A.
Shell	Shell Brasil Petróleo Ltda.
Óleo 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 óleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonados e tem muitas semelhanças com o petróleo bruto.
SPE	Society of Petroleum Engineers.
SS	Plataforma semissubmersível.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A. é uma empresa que atua no segmento de transporte de gás natural, atualmente detentora de licenças de longo prazo para operar e administrar um sistema de gasodutos de 4.500 km, localizados principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, com capacidade instalada de 75 milhões de m ³ /d.
TCU	O Tribunal de Contas da União 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.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. é uma empresa que atua no segmento de transporte de gás natural, atualmente detentora de licenças de longo prazo para operar e administrar um sistema de gasodutos de 2.593 km, localizados principalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /d. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. está conectada à GTB, o que permite acesso ao gás boliviano.
TJLP	A taxa de juros de longo prazo do Brasil é fixada trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional. A taxa é usada como taxa de referência para empréstimos do BNDES a empresas.
Total	Total E&P do Brasil Ltda.
Contrato de Cessão Onerosa	Um contrato segundo o qual a União 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. Veja “Contratos Relevantes” neste relatório anual.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
Águas ultraprofundas	Mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.

UPGN	Unidades 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 offshore, 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.
YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.



Quem Somos

Quem Somos

Somos uma empresa brasileira com mais de 49.000 empregados comprometida em gerar mais valor para os nossos acionistas e para a sociedade, com foco em petróleo e gás, com segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente. Somos uma das maiores empresas em capitalização de mercado da América Latina, com uma capitalização de mercado de US\$ 72,5 bilhões em 31 de dezembro de 2020. Somos um dos maiores produtores de petróleo e gás do mundo, atuando principalmente na exploração e produção, refino, geração e comercialização de energia. Temos uma grande base de reservas provadas e adquirimos expertise em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas como resultado de quase 50 anos no desenvolvimento das bacias offshore brasileiras, tornando-nos líderes mundiais neste segmento.



Ficha de Dados

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 4477

Sites corporativos e de relações com investidores: www.petrobras.com.br e www.petrobras.com.br/ri. As informações contidas nesses sites, que podem ser acessíveis por meio de um hiperlink resultante de ambos os URLs, não são e não devem ser consideradas como incorporadas a este relatório anual.

Objeto social estabelecido em nosso Estatuto Social: pesquisa, extração, refino, processamento, comercialização e transporte de petróleo, seus subprodutos, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos de poços, xisto e outras rochas, além de atividades relacionadas à 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. Além disso, desenvolvemos conhecimento técnico em exploração e produção em águas profundas de quase 50 anos de desenvolvimento das bacias offshore do Brasil, incluindo as Bacias de Campos e Santos. Espera-se que as Bacias de Campos e Santos continuem a ser 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. É um longo processo pelo qual levamos o petróleo e o gás às nossas refinarias e unidades de tratamento de gás que devem estar equipadas e 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 adjacente às fontes da maior parte do nosso petróleo bruto nas Bacias de Campos e Santos. Atendemos 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. Distribuimos derivados de petróleo por meio de atacadistas e varejistas.

Também participamos do mercado brasileiro de gás natural, incluindo logística, distribuição 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 (“LNG”) 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, óleo combustível e óleo diesel e em energia renovável.

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 primária de abastecimento de nossas refinarias nacionais. O segmento de E&P também atua por meio de parcerias com outras empresas, incluindo a participação em empresas não brasileiras desse segmento;
- **Refino, Transporte e Comercialização (“Refino”):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, e comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior, exportação de etanol, operações petroquímicas, como extração e beneficiamento de xisto, bem como participação em empresas petroquímicas no Brasil; e
- **Gás e Energia (“G&P”):** 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 termelétricas, 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 que não são atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como “Corporativo e Outros Negócios” incluindo, notadamente, aquelas relacionadas à gestão financeira corporativa, despesas gerais corporativas e outras despesas, provisão para liquidação de ação coletiva e despesas atuariais relacionadas com pensões e benefícios médicos para aposentados e seus dependentes. Inclui também negócios de biocombustíveis e de distribuição. O negócio de biocombustíveis abrange as atividades de produção de biodiesel e seus coprodutos e etanol. O negócio de distribuição abrange a participação acionária na coligada BR Distribuidora e o negócio de distribuição de derivados de petróleo no exterior (América do Sul).

Para mais informações sobre nossos segmentos de negócios, consulte as Notas 13 e 33 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Em 2020 tivemos atividades em oito países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, Uruguai, EUA, Holanda, Reino Unido e Cingapura). Na América Latina, nossas operações incluem exploração e produção, marketing e serviços de varejo, incluindo gás natural. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás por meio de uma joint venture. Temos empresas controladas em Londres, Roterdã, Houston e Cingapura que apoiam nossas atividades comerciais e financeiras. Elas constituem uma mesa de negociação completa e ativa para os mercados em todo o mundo, e são responsáveis pela inteligência de mercado e comercialização de petróleo, derivados, gás natural, derivados de commodities e navegação. A partir de 2021, iremos encerrar as nossas atividades de trading no Reino Unido e concentrar as nossas atividades da Europa na Holanda. Em fevereiro de 2021 encerramos nossas atividades operacionais no Uruguai com a venda de nossa participação na companhia distribuidora.

Operamos por meio de 20 subsidiárias diretas (18 constituídas de acordo com as leis do Brasil e 2 incorporadas no exterior) e 2 operações conjuntas diretas, conforme listado abaixo. Também temos subsidiárias indiretas, incluindo a Petrobras Global Finance B.V. (“PGF”).

Empresas	Localização	Nossa participação	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100%	—
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	Brasil	100%	—
Petrobras Gás S.A. – Gaspetro	Brasil	51%	Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (49%)
Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100%	—
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (12%) GTB-TBG Holdings S.À.R.L. (8%)
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Brasil	72%	SAP Brasil Ltda. (17%) Accenture do Brasil S.A. (11%)
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100%	—
Termomacacé S.A.	Brasil	100%	—
Breitener Energética S.A.	Brasil	94%	Alcântara, Mendes & Cia Ltda (1%) Arcadis Logos Energia S.A. (1%) Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda (1%) GGR Participações S.A. (3%)
Termobahia S.A.	Brasil	99%	Petros (1%)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100%	—
Petrobras Comercializadora de Energia S.A. – PBEN	Brasil	100%	—
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FII	Brasil	99%	Pentágono SA DTVM (1%)
5283 Participações S.A.	Brasil	100%	—

Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC ⁽¹⁾	Brasil	50%	Albemarle Brazil Holding Ltda. (50%)
Ibiritermo S.A. ⁽¹⁾	Brasil	50%	Edison S.p.A (50%)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	No exterior	100%	—
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	No exterior	100%	—
Refinaria Mucuripe S.A. ⁽²⁾	Brasil	100%	—
Refinaria de Manaus S.A. ⁽²⁾	Brasil	100%	—
Paraná Xisto S.A. ⁽²⁾	Brasil	100%	—
Refinaria Mataripe ⁽²⁾	Brasil	100%	—

(1) Operações conjuntas.

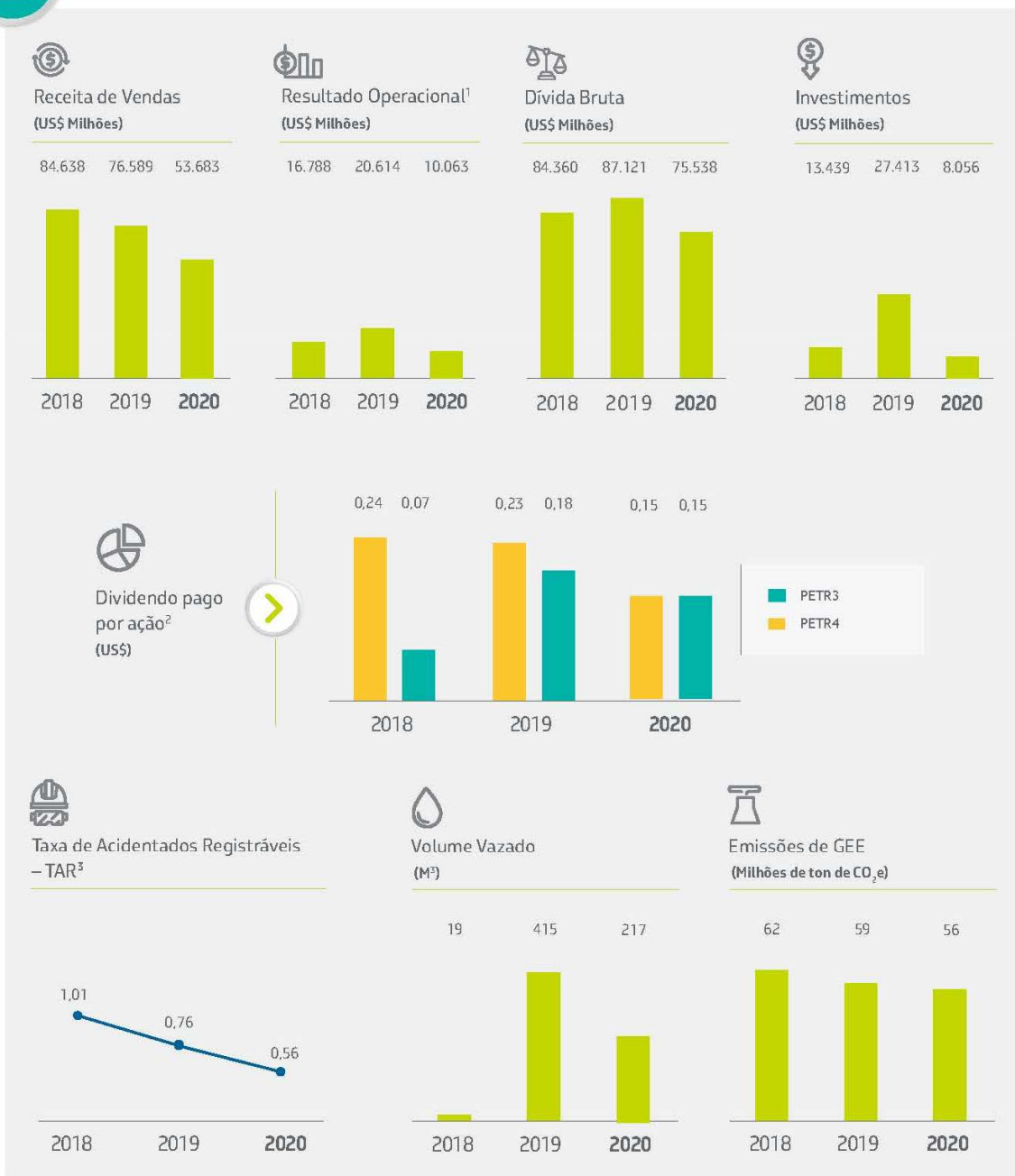
(2) Empresas legalmente constituídas, com aporte de capital de US\$58.000 para cada empresa, para posterior desinvestimento destas refinarias.

Para uma lista completa de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo cada um de seus nomes completos, jurisdições de incorporação e nosso percentual de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 30 de nossas Demonstrações Financeiras. Adicionalmente, participamos de consórcios que atuam na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil - veja Nossos Negócios, E&P, Visão Geral para mais detalhes.

DESTAQUES 2020



Indicadores Corporativos Consolidados



1) 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.
 2) Dividendos declarados em reais e convertidos em dólares americanos pela taxa de câmbio aplicável. Os titulares de ADSs receberão essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que essas ADSs representam.
 3) O resultado da TAR alcançada em 2020 representa uma melhoria importante em relação ao resultado da TAR em 2019. Em 2019, nosso resultado da TAR foi o mais baixo das peers, de acordo com os resultados publicados nos relatórios de sustentabilidade da Shell, ExxonMobil, Equinor e BP.

DESTAQUES 2020



Indicadores Operacionais

Produção de Óleo e Gás Natural (Milhões boed)

2,63 2,77 2,84



2018 2019 2020

Custo de Refino (US\$/bbl)

2,51 2,46 1,70



2018 2019 2020

Geração de Energia (MW médio)

2.205 2.028 1.756



2018 2019 2020

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

8,9 7,8 5,2



2018 2019 2020

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

1.807 1.754 1.664



2018 2019 2020

Vendas
Produção

Reservas Provasdas (Milhões boe)

9.606 9.590 8.816



2018 2019 2020

Intensidade de Carbono - Refino (Kg CO₂e/CWT)

42,0 41,7 40,2



2018 2019 2020

Intensidade de Carbono - E&P (Kg CO₂e/boe)

17,5 17,3 15,8



2018 2019 2020

1) Não inclui afretamento.

Desenvolvimentos Recentes

Mudanças pendentes em nossa Alta Administração e Conselho de Administração

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, seleciona nossa Administração.

Em 19 de fevereiro de 2021, o Governo federal brasileiro, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), emitiu uma notificação formal (ofício) ao Presidente do nosso Conselho de Administração solicitando que o Presidente convocasse uma assembleia geral de acionistas para a eleição dos Conselheiros. A notificação designava Joaquim Silva e Luna para substituir Roberto da Cunha Castello Branco como Conselheiro, com base na faculdade do Governo federal brasileiro de destituir membros do Conselho de Administração. Solicitou também ao Conselho de Administração que posteriormente considerasse e elegeesse o Sr. Silva e Luna em substituição ao Sr. Castello Branco como nosso CEO. Reportagens da mídia, sugeriram que a decisão de substituir o Sr. Castello Branco estava relacionada ao nosso anúncio em fevereiro de 2021 de aumentos nos preços dos produtos diesel e gasolina.

De acordo com a legislação brasileira, a destituição de um Conselheiro eleito por voto múltiplo resulta automaticamente na destituição de todos os outros Conselheiros eleitos pelo mesmo mecanismo. O Sr. Castello Branco e outros sete Conselheiros foram eleitos por voto múltiplo na Assembleia Geral Ordinária de julho de 2020. A notificação do MME propôs que, na reunião de substituição do Sr. Castello Branco, os demais Conselheiros sejam reeleitos para o restante de seus mandatos. No entanto, cinco dos sete já anunciaram que não aceitariam sua indicação para a reeleição (João Cox Neto, Nivio Ziviani, Paulo César de Souza e Silva, Omar Carneiro da Cunha Sobrinho e Leonardo Pietro Antonelli). Em 5 de março de 2021, o Governo federal brasileiro, por meio do MME e do Ministério da Economia, indicou seis indivíduos para eleição para o Conselho de Administração: Eduardo Bacellar Leal Ferreira (para Presidente do Conselho), Joaquim Silva e Luna, Ruy Flaks Schneider, Márcio Andrade Weber, Murilo Marroquim de Souza e Sonia Julia Sulzbeck Villalobos.

Em 8 de março de 2021, os acionistas minoritários indicaram Leonardo Pietro Antonelli para um cargo no Conselho, caso a eleição seja realizada por voto múltiplo. De acordo com a legislação brasileira, a eleição dos membros do nosso Conselho deve ser por voto múltiplo, se solicitada por detentores de pelo menos 5% das ações em circulação. Se o voto múltiplo for adotado, o Governo federal brasileiro pode não conseguir eleger todos os seus designados na assembleia geral de acionistas.

Em 10 de março de 2021, o governo federal brasileiro, por meio do MME, indicou mais duas pessoas para eleição para o Conselho de Administração: Cynthia Santana Silveira e Ana Silvia Corso Matte. Essas indicações adicionais completaram a lista de oito indicados pelo Governo federal brasileiro.

Em 11 de março de 2021, nosso Conselho de Administração convocou uma Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em 12 de abril de 2021, para a eleição de oito Conselheiros.

Incerteza contínua em relação à nossa Alta Administração e ao Conselho de Administração

A eleição de nosso Conselho de Administração ocorrerá na Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada em 12 de abril de 2021. Esta reunião pode fornecer mais definição sobre o futuro da Petrobras, a composição de nosso Conselho de Administração e nossa Administração. No entanto, a situação está mudando rapidamente e não há certeza quanto ao resultado dessa reunião, à composição do nosso Conselho de Administração ou da nossa Administração.

Para obter uma lista atualizada de nossos Diretores Executivos e membros do Conselho de Administração na data deste relatório anual, consulte “Gestão e Empregados - Gestão” e “Gestão e Empregados - Diretores Executivos” neste relatório anual.

É possível que membros de nosso Conselho de Administração renunciem antes da Assembleia Geral Extraordinária. Espera-se que nosso CEO saia assim que sua destituição for aprovada por maioria de votos na Assembleia Geral Extraordinária. Também é possível que nossa CFO e outros membros de nossa Alta Administração possam se afastar, seja por rescisão ou renúncia, após a Assembleia Geral Extraordinária. Em 24 de março de 2021, quatro de nossos diretores executivos, Andrea Almeida, Diretora Executiva Financeira e de Relacionamento com Investidores, Carlos Alberto Pereira de Oliveira, Diretor Executivo de Exploração e Produção, André Chiarini, Diretor Executivo de Comercialização e Logística, e Rudimar Andreis Lorenzatto, Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção, informaram ao nosso Conselho de Administração que não pretendem renovar seus respectivos mandatos em tais cargos. Embora seus mandatos tenham expirado em 20 de março de 2021, eles continuarão no cargo até que seus sucessores sejam nomeados, de acordo com a legislação brasileira. Em 24 de março de 2021, nosso Conselho de Administração aprovou a nomeação de Salvador Dahan como nosso novo Diretor Executivo de Governança e Conformidade, sendo efetiva após a conclusão de todos os processos internos. Havendo vagas no Conselho de Administração ou na Alta Administração, é possível que tais cargos não sejam preenchidos prontamente.

As possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e de nossa Administração podem resultar em incertezas adicionais significativas. É difícil prever as futuras decisões estratégicas, de negócios ou políticas ou visões que quaisquer membros recém-eleitos de nosso Conselho de Administração ou nossa Administração podem tomar ou ter, e não podemos prever como isso afetará nossos negócios, nossos resultados operacionais e nossa condição financeira, que por sua vez poderia afetar adversamente o valor de nossos valores mobiliários.

Possíveis mudanças em nosso Plano Estratégico e em nossas Políticas de Preços

Nosso Plano Estratégico consiste na avaliação contínua do ambiente de negócios e na implementação de nossas estratégias, permitindo que os ajustes sejam feitos de forma mais eficiente. Consulte “Plano Estratégico - Plano Estratégico 2021-2025” neste relatório anual. Os desenvolvimentos recentes descritos acima, incluindo quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração e nossa Administração, podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, enquanto esse Plano Estratégico permanecer em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão de nossas operações e investimentos.

Nossa política de preços atual no Brasil leva em consideração as condições do mercado interno e busca alinhar o preço dos derivados de petróleo com os preços internacionais. Especificamente, os preços do óleo diesel, gasolina, GLP, querosene de aviação, óleo combustível e outros produtos secundários são definidos levando-se em consideração o preço de paridade de importação internacional, as margens para remunerar os riscos inerentes às nossas operações e o nível de participação de mercado.

Em 2021, aumentamos os preços dos combustíveis de acordo com a paridade de preços internacional, à medida que os preços globais do petróleo disparavam. Embora tenhamos anunciado aumentos nos preços dos combustíveis no início de março, em 24 de março de 2021, anunciamos que reduziríamos os preços do diesel no atacado em 4,2% e os preços da gasolina no atacado em 4,4%, com vigência em 25 de março de 2021. Para obter mais informações, consulte “Riscos — Riscos Financeiros — Nossos o fluxo de caixa e a lucratividade estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás e derivados” e “Nossos Negócios - Refino, Transporte e Comercialização - Marketing - Preços dos derivados de petróleo”. O Governo federal brasileiro recentemente fez declarações sobre a necessidade de modificar e ajustar nossa política de preços para as condições domésticas.

Em fevereiro de 2021, o Governo federal brasileiro anunciou por um período de 2 meses mudanças nos impostos estaduais sobre combustíveis e, em março de 2021, anunciou que eliminaria os impostos federais sobre o óleo diesel (por dois meses) e o GLP residencial.

Em vista das declarações feitas pelo Presidente brasileiro e os desenvolvimentos recentes descritos acima, o novo CEO, a nova Administração ou o novo Conselho de Administração podem propor mudanças em nossas políticas de preços, incluindo uma decisão de que tais políticas não buscarão o alinhamento com a paridade de preços internacional. Mudanças em nossa política de preços de combustível podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios e perspectivas, nossos resultados operacionais e nossa condição financeira, o que pode, por sua vez, afetar adversamente o valor de nossos valores mobiliários.

Investigação Lava Jato

Em 2021, o Supremo Tribunal Federal passou a julgar as ações movidas por réus criminais no processo Lava Jato, com o objetivo de anular condenações criminais relacionadas à investigação. Esses processos ainda estão em andamento e seus desfechos podem afetar nossos interesses. Para obter mais informações, consulte “Riscos – Fatores de Risco — Podemos enfrentar processos adicionais relacionados à investigação Lava Jato” e “Processos Judiciais e Fiscais – Processos Judiciais – Investigação Lava Jato” neste relatório anual.

Fatores de risco

Os desenvolvimentos recentes descritos acima podem impactar materialmente e adversamente nossos negócios, perspectivas, resultados operacionais e situação financeira, e o valor de nossos títulos. O papel do Governo federal brasileiro como nosso acionista controlador apresenta riscos específicos para os investidores. Para obter mais informações, consulte “Riscos - Propriedade do governo e Riscos de país” neste relatório anual.



Riscos

Riscos

A natureza de nossas operações nos expõe a uma série de riscos que podem, individualmente ou em conjunto, afetar nosso desempenho financeiro. Classificamos os riscos aos quais estamos expostos nos seguintes grupos: (i) riscos operacionais, e (ii) riscos financeiros, (iii) riscos de conformidade, legais e regulatórios. Também descrevemos neste documento os riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com o Governo Federal Brasileiro, bem como os riscos relacionados a nossas ações e títulos de dívida.



Operacional

Inclui riscos decorrentes de nossas atividades fim, além dos riscos decorrentes de falhas, deficiências ou inadequações de processos internos, fornecimento de bens e serviços, sistemas, bem como desastres naturais e/ou ações de terceiros.



Financeiro

Inclui riscos decorrentes de flutuações de mercado, inadimplência de contrapartes e descasamentos entre ativos e passivos.



Conformidade

Inclui riscos decorrentes do não cumprimento de legislações e regulamentações aplicáveis aos nossos negócios, bem como de normas e procedimentos internos, especialmente aqueles relacionados a fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e confiabilidade de relatórios financeiros.

Fatores de Risco

Riscos Operacionais

Estamos expostos a riscos de saúde, meio ambiente e segurança em nossas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e responsabilidades legais.

Algumas de nossas principais atividades apresentam riscos capazes de causar acidentes, como derramamentos de óleo, vazamentos de produtos, incêndios e explosões. Em particular, atividades em águas profundas, águas ultraprofundas e norefino apresentam vários riscos, como derramamentos de óleo e explosões em nossas refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, navios, dutos, terminais e barragens, entre outros ativos pertencentes ou operados por nós. Esses eventos podem ocorrer devido a falhas técnicas, erros humanos ou eventos

naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou outros incidentes relacionados, pode resultar em vários danos, como morte e sérios danos ambientais, e pode impactar nossa força de trabalho ou comunidades. Podem causar danos materiais, perda de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilidade em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como consequência, podemos incorrer em despesas com limpeza, reparo ou remediação dos danos causados.

Também estamos expostos a riscos de segurança corporativa de atos de interferência intencional de terceiros em nossas áreas de downstream e dutos, incluindo derivações clandestinas (furtos) de petróleo, gás e derivados, especialmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Se essa interferência continuar, podemos enfrentar acidentes de curto ou longo prazo, vazamentos ou danos em nossas instalações, como resultado, o que pode impactar a continuidade de nossas operações. Além disso, podemos ser obrigados a indenizar por quaisquer danos causados ao meio ambiente ou a terceiros por causa desses incidentes. Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública, como o surto de Covid-19, podem causar restrições à saúde de nossa força de trabalho e, portanto, impactar a operação de algumas de nossas instalações, incluindo nossas plataformas, refinarias, terminais, entre outros. Essa condição pode ter um impacto negativo em nossos resultados e condição financeira. Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, podemos enfrentar dificuldades na obtenção ou manutenção das licenças de operação e sofrer danos à nossa imagem e reputação.

Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam alinhados aos das melhores empresas do setor. A necessidade de nos adaptarmos a um ambiente cada vez mais competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementação de nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados.

Podemos enfrentar maiores forças competitivas no segmento de downstream no Brasil, com o surgimento de novas empresas competindo conosco neste setor. Se não formos capazes de maximizar o retorno sobre o capital empregado, reduzir custos, vender nossos produtos de forma competitiva e implementar novas tecnologias em nossos negócios, podemos enfrentar efeitos adversos em nossos resultados e operações.

Além disso, no segmento de upstream, podemos não ter sucesso na aquisição de blocos exploratórios em futuras rodadas de licitações se nossos concorrentes puderem licitar com base em estruturas de custo e capital melhores do que nós. Nesse caso, podemos ter dificuldade em reposicionar nosso portfólio em ativos de upstream que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente na camada do pré-sal, o que poderia afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, mudanças na estrutura regulatória e questionamentos relacionados à conformidade com as leis antitruste e de concorrência podem nos sujeitar a penalidades, restrições de negócios e dificuldades para renovar concessões, afetando adversamente nossas operações, resultados e reputação.

Com o objetivo de criar um ambiente favorável para a entrada de novos investidores nas indústrias de gás natural e refino no Brasil, firmamos acordos de compromisso com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Nos termos dos contratos, comprometemo-nos a incluir parte de nossa participação acionária em empresas e ativos dos segmentos de transporte e distribuição de gás em nosso programa de desinvestimento e a renunciar a parte da capacidade da rede de transporte contratada (de volumes de injeção e retirada), o que criaria mais condições competitivas para estimular a entrada de novos agentes econômicos no mercado downstream. O descumprimento desses compromissos firmados pode resultar em impactos negativos, como processos administrativos e multas.

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

Nossas operações são altamente dependentes de tecnologia da informação e sistemas e serviços de comunicação. A interrupção ou mau funcionamento que afete esses sistemas e/ou sua infraestrutura, como resultado de obsolescência, falhas técnicas e/ou atos deliberados, pode prejudicar ou paralisar nossos negócios e impactar adversamente nossas operações e reputação.

Além disso, falhas de segurança da informação, incluindo sistemas de automação, devido a atos externos, deliberados ou não intencionais, como malware, hacking e ciberterrorismo, ou internos, como negligência e uso indevido de funcionários ou contratados, também podem causar impactos em nossos negócios, nossa reputação, nosso relacionamento com partes interessadas e agentes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores e outros), nosso posicionamento estratégico perante nossos concorrentes e nossos resultados. 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.

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

Temos inúmeras oportunidades de projetos em nosso portfólio de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento, podemos enfrentar mudanças nas condições de mercado, tais como mudanças nos preços, preferências do consumidor e perfil de demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento de projetos que podem comprometer nossa taxa de retorno esperada sobre estes projetos.

Também enfrentamos riscos específicos para projetos de petróleo e gás. Apesar da nossa experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e do contínuo desenvolvimento de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e qualidade do petróleo produzido 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.

Além disso, os projetos de descomissionamento cresceram e se tornaram mais relevantes para nosso portfólio à medida que os contratos de concessão e sistemas de produção expiram. Com a recente publicação da Resolução ANP 817/2020, poderemos 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.

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

Adicionalmente, epidemias e pandemias de saúde pública, como o surto de Covid-19, podem causar restrições à nossa força de trabalho, parceiros e fornecedores, o que pode ter impacto na produtividade de várias atividades.

Fatores externos podem impactar o sucesso da implementação de nossas parcerias e gerenciamento de nosso portfólio.

De acordo com nosso Plano Estratégico, nossa carteira de desinvestimentos inclui diversos ativos em diferentes estágios do processo de venda, que esperamos concluir nos próximos anos.

Fatores externos, como queda dos preços 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 novas leis, entre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou dificultar as oportunidades de venda desses ativos ou afetar o preço pelo qual podemos vendê-los.

Nosso Plano Estratégico é adaptado de tempos em tempos por nossa Administração; não podemos garantir que nosso Plano Estratégico não será alterado no futuro. Caso nosso Plano Estratégico seja alterado com base nas decisões do Governo federal brasileiro como nosso acionista controlador, nosso plano de desinvestimento poderá ser revisado. Ver “- Riscos Relacionados ao Nosso Relacionamento com o Governo federal Brasileiro - O Governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por meio de nós que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós” e “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual. Além disso, quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração e nossa Administração podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, enquanto esse Plano Estratégico permanece em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão de nossas operações e investimentos. Veja “Desenvolvimentos recentes” neste relatório anual.

Se não formos capazes de implementar com sucesso nossas parcerias e desinvestimentos planejados ou se nosso plano de desinvestimentos for modificado, isso pode impactar negativamente nossos negócios, resultados e condição financeira, inclusive por nos expor potencialmente a restrições de liquidez de curto e médio prazo.

As mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia.

As mudanças climáticas representam novos desafios e oportunidades para nossos negócios. Regulamentações ambientais mais rigorosas podem resultar na imposição de custos associados às emissões de gases de efeito estufa, seja por meio de requisitos de agências ambientais relativos a iniciativas de mitigação ou por meio de outras medidas regulatórias, como taxação de carbono e limitações nas emissões de gases de efeito estufa, que têm o potencial de aumentar nossos custos operacionais e reduzir a produção.

Além disso, as leis ambientais que podem vir a ser implementadas no futuro podem aumentar os riscos de litígios e ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Os riscos associados às mudanças climáticas também podem incluir dificuldades de acesso ao capital devido a problemas de imagem pública junto aos investidores; mudanças no perfil do consumidor, com redução do consumo de combustíveis fósseis; e as transições energéticas na economia mundial, em direção a uma matriz de mais baixo carbono, com a inserção de produtos substitutos aos combustíveis fósseis e o aumento do uso da eletricidade para a mobilidade urbana. Esses fatores podem ter um impacto negativo na demanda por nossos produtos e serviços e podem comprometer ou mesmo prejudicar a implementação e operação de nossos negócios, impactando adversamente nossos resultados e condição financeira e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

A manutenção de nossos objetivos de produção de petróleo no longo prazo depende de nossa capacidade de incorporar e desenvolver reservas de petróleo com sucesso.

Nossa capacidade de manter nossos objetivos de produção de petróleo no longo prazo depende muito de nossa capacidade de incorporar reservas adicionais e desenvolver com sucesso nossas reservas existentes.

Nossa capacidade de incorporar reservas adicionais depende das atividades de exploração, que demandam investimentos de capital significativos, nos expõem aos riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas de petróleo ou gás natural comercialmente viáveis. Também podemos incorporar reservas adicionais propondo e implementando novos projetos de desenvolvimento. O desenvolvimento de reservatórios em águas profundas demanda investimentos significativos e envolve vários fatores além do nosso controle, como mudanças significativas nas condições econômicas, atrasos na disponibilidade de equipamentos offshore e recursos críticos e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem restringir, atrasar ou cancelar nossas operações.

Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e nossas próprias restrições de capital podem tornar mais difícil ou caro obter área adicional em rodadas de licitação para novos contratos e explorar as áreas contratadas existentes.

Não temos seguro contra interrupção de negócios para nossas 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 seguramos a maioria de nossos ativos contra guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que cause a interrupção de nossas operações pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Além disso, nossas apólices de seguro não cobrem todos os tipos de riscos e responsabilidades relacionadas à segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos que podem impactar nossos resultados. Não podemos garantir que não ocorrerão incidentes no futuro, que haverá seguro para cobrir os danos ou que não seremos responsáveis por esses eventos, todos os quais podem impactar negativamente nossos resultados.

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

Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas por parte de nossos empregados ou por empregados de nossos fornecedores ou contratados podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Discordâncias sobre como administramos nosso negócio, em particular desinvestimentos e suas implicações para nosso pessoal, mudanças em nossa estratégia, políticas de recursos humanos em relação a remuneração, benefícios e número de empregados,, contribuições de empregados, para cobrir o déficit de nosso plano de previdência, implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência e mudanças na legislação trabalhista podem levar a questionamentos judiciais, reivindicações trabalhistas, greves e paralisações.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicação trabalhista em qualquer uma de nossas instalações ou nos principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de concluir grandes projetos e impactar nossa capacidade de continuar nossas operações e alcançar nossos objetivos de longo prazo.

Nosso sucesso também depende de nossa capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que possam assumir cargos sêniores qualificadas no futuro. Não podemos garantir que seremos eficazes no treinamento e qualificação de nossa força de trabalho, nem que seremos capazes de atingir essa meta sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha pode afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Contamos com fornecedores de bens e serviços para a operação e execução de nossos projetos e, como resultado, podemos ser adversamente afetados por falhas ou atrasos de tais fornecedores.

Somos suscetíveis aos riscos de desempenho e qualidade do produto em nossa cadeia de suprimentos. Se nossos fornecedores e prestadores de serviço atrasarem ou deixarem de entregar os bens e serviços que nos são devidos, podemos não cumprir nossas metas operacionais dentro do prazo esperado. Nesse caso, podemos, em última instância, precisar adiar um ou mais de nossos projetos, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

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

Além disso, interrupções devido a eventos de saúde, como Covid-19, podem ter um impacto negativo em nossos resultados e também em nossa cadeia de suprimentos.

Nossos projetos e operações podem afetar e ser afetados pelas expectativas e dinâmicas das comunidades onde operamos, impactando nossos negócios, imagem e reputação.

Faz parte da nossa política respeitar os direitos humanos e manter relações responsáveis com as comunidades locais onde operamos. No entanto, as diversas localidades onde operamos estão expostas a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais, como derivação clandestina, crime, roubo, sabotagem, terrorismo, bloqueios de estradas e protestos. Não podemos controlar as mudanças na dinâmica local e nas expectativas das comunidades onde atuamos e estabelecemos nossos negócios.

Impactos sociais que resultam de nossas decisões e atividades diretas e indiretas - especialmente aquelas relacionadas a desinvestimentos - e divergências com essas comunidades e governos locais podem afetar o cronograma ou orçamento de nossos projetos, dificultar nossas operações devido a possíveis processos judiciais, ter um impacto financeiro negativo e prejudicar nossa imagem e reputação.

A escassez de água em algumas regiões onde atuamos pode impactar a disponibilidade de água na quantidade e/ou qualidade necessárias às nossas operações, bem como as dificuldades na obtenção de outorga de direito de uso dos recursos hídricos, impactando a continuidade dos negócios de nossas unidades industriais.

Temos instalações industriais que demandam o uso de água, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como bases e terminais de distribuição que, embora não sejam muito hidroativos, são logisticamente importantes dentro de nossa cadeia. Nos últimos anos, várias regiões do mundo, inclusive algumas regiões do Brasil, passaram por eventos de escassez de água doce, inclusive para consumo público. Em caso de escassez de água, as outorgas segundo as quais temos o direito de usar recursos hídricos podem ser suspensas ou temporariamente modificadas e, como resultado, podemos ser obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades de produção porque a disponibilidade de água para o consumo da população e a dessedentação de animais tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode

comprometer a continuidade dos nossos negócios, além de gerar impactos financeiros sobre nós e nossa imagem.

Desenvolvimentos no ambiente econômico e na indústria de petróleo e gás e outros fatores resultaram, e podem resultar, em reduções substanciais do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando as circunstâncias exigirem, o valor contábil de nossos ativos para possível *impairment*. Nossos testes de *impairment* são realizados comparando o valor contábil de um ativo individual ou unidade geradora de caixa com seu valor recuperável. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, é reconhecida uma perda por *impairment* para reduzir o valor contábil ao valor recuperável.

Mudanças no ambiente econômico, regulatório, de negócios ou político no Brasil ou em outros mercados onde operamos, como a recente queda significativa nos preços internacionais do petróleo e do gás, a depreciação do real, bem como mudanças nas condições de financiamento, como a deterioração da percepção de risco e das taxas de juros para tais projetos, entre outros fatores, pode afetar as estimativas originais de rentabilidade de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

A capacidade de desenvolver, adaptar, acessar novas tecnologias e aproveitar as oportunidades relacionadas às inovações em tecnologia digital é fundamental para nossa competitividade.

A disponibilidade de tecnologias que garantam a manutenção das nossas taxas de reserva e a viabilidade da produção de forma eficiente, bem como o desenvolvimento de novos produtos e processos que respondam às regulamentações ambientais e às novas tendências do mercado, desempenham um papel fundamental no aumento da nossa competitividade em longo prazo. Caso alguma tecnologia disruptiva seja introduzida no setor de energia, mudando os padrões de desempenho, seria importante para nós ter acesso a essa tecnologia, o que pode impactar nossa competitividade em relação a outras empresas.

Avanços recentes em aquisição e análise de dados, conectividade, inteligência artificial, robótica e outras tecnologias estão mudando as fontes que criam vantagem competitiva. A eventual falha em capturar essas oportunidades pode ter um impacto em nossa competitividade no mercado de energia e em nossos objetivos de longo prazo.

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

Nossas reservas provadas de petróleo e gás natural apresentadas neste relatório anual são as quantidades estimadas de petróleo bruto e gás natural que os dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável certeza serem economicamente recuperáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes (ou seja, usando preços e custos na data em que a estimativa é feita) de acordo com os regulamentos aplicáveis. As estimativas de reservas apresentadas são baseadas em premissas e interpretações, as quais estão sujeitas a riscos e incertezas. Se os dados geológicos e de engenharia que usamos para estimar nossas reservas não forem precisos, nossas reservas podem ser menores do que as atualmente indicadas nas estimativas de volume de nosso portfólio e reportadas pelas empresas que conduzem avaliações das nossas estimativas de reservas. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas. Reduções em nossas estimativas de reservas indicam produções futuras menores, o que poderia ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

Não possuímos nenhuma das acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o governo federal brasileiro possui todas as acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil e, de acordo com a regulamentação brasileira, a concessionária ou parte contratada possui o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações do subsolo conforme os contratos aplicáveis firmados com o governo federal brasileiro. 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 bruto e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com o contrato de concessão e outros contratos. O acesso às reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e nossa capacidade de gerar receita seria adversamente afetada se o governo federal brasileiro restringisse ou nos impedisse de explorar essas reservas de petróleo bruto e gás natural.

Como resultado dos desinvestimentos e parcerias, estamos expostos a riscos que podem levar a perdas financeiras imprevistas.

Após a finalização de cada desinvestimento ou parceria (etapa pós-closing), devemos realizar a gestão integrada e o acompanhamento das ações exigidas e previstas nos contratos relativos a cada projeto, atentando para o cumprimento das obrigações estabelecidas ao comprador e ao vendedor. Em caso de descumprimento dessas obrigações, os ajustes financeiros entre as partes podem apresentar resultados diferentes dos esperados no momento do desinvestimento ou parceria. Além disso, conforme determinado pela ANP em caso de venda total ou parcial de nossa participação nos contratos de E&P, continuamos solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o encerramento da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir essa tarefa. Essa responsabilidade solidária cobre as obrigações que surgem antes ou depois da transferência, desde que resulte de atividades realizadas em uma data anterior à transferência. O mesmo se aplica a quaisquer passivos ambientais.

Além disso, nossa venda de ativos pode impactar negativamente as sinergias existentes ou integração logística dentro de nossa empresa, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Adicionalmente, nossos parceiros podem não conseguir cumprir com suas obrigações, inclusive 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 do parceiro responsável pelas operações de cada projeto de E&P, podemos estar expostos aos riscos associados a essas operações, incluindo litígios (onde a responsabilidade solidária pode ser aplicável) e o risco de sanções governamentais decorrentes de tais parcerias, que podem ter um efeito material adverso em nossas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira.

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

Embora tenhamos reduzido significativamente nossa participação no exterior, ainda operamos e temos negócios em vários países, principalmente na América do Sul, em áreas onde pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar adversamente os resultados e a condição financeira de nossas subsidiárias nesses países, incluindo: (i) a imposição de controles de preços; (ii) a imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos; (iii) a flutuação das moedas locais em relação ao real; (iv) nacionalização de nossas reservas de petróleo e gás e de nossos ativos; (v) aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e do imposto de renda para petróleo e derivados; e (vi) mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações para novos projetos.

Se um ou mais dos riscos descritos acima ocorrerem, podemos perder parte ou todas as nossas reservas no país afetado e também podemos deixar de atingir nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que pode impactar negativamente nossos resultados e recursos financeiros.

O desempenho das empresas licenciadas para usar nossas marcas pode impactar nossa imagem e reputação.

Nosso plano de desinvestimento inclui 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, pode ser percebido pelas partes interessadas como nosso legítimo representante ou porta-voz. Ações ou eventos dos licenciados relacionados aos seus negócios, como falhas, acidentes, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de nossa marca, entre outros fatores, podem impactar negativamente nossa imagem e reputação.

Riscos Financeiros

Nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás e derivados.

A maior parte de nossa receita deriva principalmente das vendas de petróleo bruto, derivados de petróleo e, em menor grau, gás natural. Os preços internacionais do petróleo e derivados são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais. Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública (como a pandemia de Covid-19 em 2020) podem afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, conseqüentemente, pode afetar nossos resultados financeiros. A volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo são estruturais e devem continuar. Mudanças nos preços do petróleo geralmente resultam em mudanças nos preços dos derivados de petróleo e do gás natural.

Atualmente, os preços do óleo diesel e da gasolina são definidos levando-se em consideração o preço de paridade de importação internacional, as margens para remunerar os riscos inerentes às nossas operações e o nível de participação de mercado. Os ajustes de preços podem ser feitos a qualquer momento. Uma vez que um de nossos objetivos de precificação é manter os preços dos combustíveis em paridade com as tendências do mercado global, quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo bruto podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, resultados e condição financeira, e também podem afetar o valor de nossas reservas provadas.

Adicionalmente, a periodicidade dos reajustes de combustível, por nós determinados, pode ser revisada devido a fatores exógenos que afetam nossos clientes, como o setor de transportes, entre outros, e, conseqüentemente, nossos negócios.

No passado, nossa administração ajustou nossos preços de petróleo, gás e derivados de tempos em tempos. No futuro, pode haver períodos durante os quais os preços de nossos produtos não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos. Ações do governo brasileiro, como nosso acionista controlador, podem afetar essas decisões de preços. (Ver “- Riscos Relacionados ao Nosso Relacionamento com o Governo federal brasileiro - O Governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais através de nós que podem ter um efeito adverso relevante sobre nós). Não podemos garantir que nossa forma de fixar preços não mudará no futuro. Como resultado, quando somos um importador líquido em volume de petróleo e derivados para atender a demanda brasileira, os aumentos no preço do petróleo e derivados nos mercados internacionais podem ter um impacto negativo em nossos custos de vendas e margens, uma vez que o custo de aquisição de tais petróleo e derivados pode exceder o preço pelo qual podemos vender esses produtos no Brasil. Um efeito semelhante ocorre quando o real se deprecia em relação ao dólar americano, visto que vendemos petróleo e derivados no Brasil em reais e os preços internacionais do petróleo bruto e derivados são fixados em dólares americanos. Uma depreciação do real aumenta nosso custo de petróleo e derivados importados, sem um aumento correspondente em nossas receitas, a menos que sejamos capazes de aumentar o preço pelo qual vendemos produtos no Brasil.

O presidente brasileiro tem, por vezes, feito declarações sobre a necessidade de modificar e ajustar nossa política de preços para as condições domésticas. Em vista das declarações feitas pelo presidente brasileiro e os desenvolvimentos recentes descritos em "Desenvolvimentos Recentes" acima, o novo CEO, a nova equipe de gestão ou o novo Conselho de Administração podem propor mudanças em nossas políticas de preços, incluindo uma decisão de que tais políticas não buscarão o alinhamento com a paridade de preços internacional. Mudanças em nossa política de preços de combustível podem ter um impacto adverso relevante em nossos negócios, resultados, situação financeira e no valor de nossos títulos. Veja "Desenvolvimentos recentes" neste relatório anual.

Temos passivos substanciais e podemos estar expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazo, o que pode afetar de maneira adversa e relevante nossa condição financeira e resultados.

Contraímos um montante substancial de dívidas relacionadas a decisões de investimentos tomadas no passado e para financiar os investimentos necessários para cumprir nossos objetivos de longo prazo.

Uma vez que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados e pagar o principal e as obrigações de juros de acordo com os termos de nossa dívida, qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro pode impactar nossos resultados e a capacidade de cumprir nosso Plano Estratégico ou qualquer plano subsequente adotado.

A perda de nossa classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução adicional de nossas classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre nossa capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou ações, ou pode impactar nosso custo de financiamento, tornando-o mais difícil ou caro para refinarar obrigações que estão para vencer. O impacto em nossa capacidade de obter financiamento e no custo do financiamento pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança na classificação de crédito do governo federal brasileiro. Qualquer redução adicional das classificações de crédito do governo federal brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamento ou sobre o custo de nosso financiamento e, conseqüentemente, sobre nossos resultados e condição financeira.

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 2020, 84,9% de nossa dívida financeira era denominada em outras moedas que não o real. Uma parte substancial de nosso endividamento é, e espera-se que continue a ser denominada ou indexada ao dólar americano e outras moedas estrangeiras. Uma depreciação adicional do real em relação a qualquer uma dessas outras moedas aumentará nosso serviço de dívida em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumentará com essa depreciação.

As variações cambiais podem ter um impacto imediato em nossa receita informada. De acordo com nossa política de contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa, as relações de *hedge* são designadas para o *hedge* natural existente entre nossas exportações futuras denominadas em dólares americanos que são consideradas altamente prováveis (item coberto) e a dívida financeira denominada em dólares americanos (instrumentos de *hedge*).

Após a depreciação do real, algumas de nossas despesas operacionais, gastos de capital, investimentos e custos de importação aumentarão. Como a maior parte de nossas receitas é denominada em reais, mas vinculada aos preços do *Brent* em dólares americanos, 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.

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 2020, 41.9% de nossos financiamentos consistiam em dívidas a taxas flutuantes. Geralmente, não celebramos contratos derivativos ou instrumentos financeiros semelhantes, nem fazemos outros acordos com terceiros para nos proteger contra o risco de aumento nas taxas de juros.

Na medida em que tais taxas flutuantes aumentem, podemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos nossa dívida existente nos próximos anos, o mix de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à proporção entre taxas de juros fixas e flutuantes, a proporção de dívida de curto prazo a longo prazo e as moedas na qual nossa dívida é expressa ou indexada.

Mudanças que afetam a composição de nossa dívida e causam aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar o pagamento do serviço da dívida, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

As obrigações relacionadas ao nosso plano de pensão ("Petros") e assistência médica ("AMS") 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.

Os critérios usados para determinar os compromissos relativos a planos de benefícios de previdência e de saúde são baseados em estimativas atuariais e financeiras e premissas com relação (i) ao cálculo dos fluxos de caixa projetados de curto e longo prazo e (ii) à aplicação de recursos internos e regras regulatórias externas. Portanto, existem incertezas inerentes ao uso de estimativas que podem resultar em diferenças entre o valor previsto e o valor efetivamente realizado. Além disso, os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações de pensão estão sujeitos a riscos inerentes à gestão de investimentos e tais ativos podem não gerar os retornos necessários para cobrir os passivos relevantes, caso em que contribuições extraordinárias nossas, como patrocinadores, e dos participantes, podem ser necessárias.

Com relação aos benefícios de saúde (AMS), os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados por (i) custos médicos mais elevados do que o esperado; (ii) reivindicações adicionais decorrentes da extensão de benefícios; e (iii) dificuldades em ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Além disso, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados aos fundos de pensão em processos que podem ocasionalmente exigir desembolsos adicionais de nossa parte.

Esses riscos podem resultar em um aumento em nosso passivo e podem afetar adversamente nossos resultados e nossas condições financeiras.

Estamos expostos aos riscos de crédito de alguns de nossos clientes e aos riscos de inadimplência associados. Qualquer falta de pagamento relevante ou descumprimento por alguns de nossos clientes pode afetar adversamente nosso fluxo de caixa, resultados e condição financeira.

Alguns de nossos clientes podem enfrentar restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo sobre sua qualidade de crédito. Graves problemas financeiros encontrados por nossos clientes podem limitar nossa capacidade de cobrar valores devidos a nós ou de fazer cumprir as obrigações devidas a nós nos termos dos acordos contratuais.

Além disso, muitos de nossos clientes financiam suas atividades por meio do fluxo de caixa das operações e da contração de dívidas de curto e longo prazo.

O declínio das condições econômicas no Brasil e a consequente redução nos fluxos de caixa, combinados com a falta de acesso a financiamento via dívida ou equity de nossos clientes, podem nos afetar, uma vez que muitos de nossos clientes são brasileiros e podem ter liquidez significativamente reduzida e capacidade limitada de fazer pagamentos ou executar suas obrigações.

Isso pode resultar em uma redução em 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 em nossos resultados e condição financeira.

Riscos de Conformidade, Legais e Regulatórios

Podemos sofrer em perdas e dedicar tempo e recursos financeiros defendendo litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais e administrativos de natureza cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e de reivindicações corporativas movidas contra nós. Essas reivindicações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Podemos ser frequentemente afetados por mudanças nas regras e regulamentos.

Além disso, mudanças nas regras e regulamentos aplicáveis a nós podem ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e resultados.

Esses processos (judiciais e administrativos) 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, o litígio pode resultar em restrições às nossas operações e ter um efeito adverso relevante sobre alguns de nossos negócios.

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

Estamos sujeitos ao risco de que nossa administração, 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 muitos contratos complexos de alto valor com fornecedores locais e estrangeiros, bem como a distribuição geográfica de nossas operações e a grande variedade de contrapartes envolvidas em nossos negócios.

Não podemos garantir que todos os nossos empregados e contratados cumprirão nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional destinados a orientar de nossa administração, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, seja real ou percebida, em cumprir nossos princípios éticos ou em cumprir as obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis pode prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso em nossos resultados e condição financeira, se não detectada em tempo hábil.

Estamos sujeitos ao risco de que nossos controles internos possam se tornar inadequados no futuro devido a mudanças nas condições, ou que nosso grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Devido às suas limitações inerentes, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros pode impedir ou detectar distorções. Também é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, pois nossos controles podem se tornar inadequados devido a mudanças nas condições ou porque nosso grau de conformidade com nossas políticas ou procedimentos pode se deteriorar e não podemos ter certeza de que no futuro fraquezas materiais adicionais não ocorrerão ou de outra forma serão identificadas em tempo hábil.

Qualquer falha em manter nosso controle interno sobre relatórios financeiros pode afetar adversamente nossa capacidade de reportar nossos resultados financeiros em períodos futuros com precisão e em tempo hábil, e de arquivar os formulários e documentos exigidos junto às autoridades governamentais, incluindo a SEC. Também podemos ser incapazes de detectar erros contábeis em nossos relatórios financeiros ou mesmo ter que reapresentar nossos resultados financeiros. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios e operações e pode gerar reações negativas no mercado, potencialmente afetando nossas condições financeiras, levando a um declínio de nosso valor para os acionistas.

Qualquer violação dos acordos que encerraram as investigações conduzidas pela SEC e o DoJ e eventuais investigações futuras sobre a possibilidade de não conformidade com a U.S. Foreign Corrupt Practices Act pode nos afetar adversamente. As violações desta ou de outras leis podem exigir que paguemos multas e podem expor a nós e a nossos empregados a sanções criminais e processos civis.

Em 2018, à luz dos fatos descobertos em conexão com a investigação Lava Jato, celebramos um acordo de não persecução ("nonprosecution agrément - NPA") com o DoJ, segundo o qual admitimos que alguns de nossos antigos executivos e diretores praticaram condutas durante o período de 2004 a 2012 que deram origem a violações de livros, registros e controles internos sob a lei dos Estados Unidos. Como parte da resolução da SEC, liquidamos as acusações de violação da Securities Act (Lei de Mercado de Capitais dos Estados Unidos) dos Estados Unidos de 1933 e dos livros e registros e disposições de controle interno da Securities Exchange Act de 1934, sem admitir as alegações da SEC.

Se, durante a vigência do NPA (três anos, a menos que prorrogado), o DoJ determinar que cometemos um crime sob a lei federal dos EUA, fornecemos informações deliberadamente falsas ou enganosas, ou de outra forma violamos o NPA, podemos estar sujeitos a processos judiciais e multas ou penalidades adicionais, incluindo encargos nos termos do U.S. Foreign Corrupt Practices Act ("FCPA").

A Operação Lava Jato ainda está em andamento pelas autoridades brasileiras e informações adicionais relevantes que afetem nossos interesses podem vir à luz. Desdobramentos adversos em relação a qualquer um dos assuntos acima podem nos impactar negativamente e podem desviar os esforços e atenção de nossa administração das nossas atividades ordinárias. Em relação a quaisquer investigações ou processos futuros realizados por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, ou qualquer violação do NPA, podemos ser demandados a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou a cumprir determinações judiciais ou ordens sobre conduta futura ou sofrer outras penalidades, qualquer das quais poderia ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Podemos enfrentar processos adicionais relacionados à Operação Lava Jato.

Em 2018 e 2019, pagamos um total de US\$2.950 milhões nos Estados Unidos para encerrar uma ação coletiva de valores mobiliários consolidada (class action) que foi ajuzada em decorrência das revelações trazidas pela Operação Lava-Jato.

Atualmente, somos parte de uma ação coletiva iniciada na Holanda, de um processo de arbitragem na Argentina e de um processo de arbitragem e judicial iniciado no Brasil. Em cada caso, o processo foi instaurado por investidores (ou entidades que supostamente representam os interesses dos investidores) que compraram nossas ações negociadas na Bolsa de Valores B3 ou outros títulos emitidos por nós fora dos Estados Unidos, alegando danos causados por fatos descobertos nas investigações da Operação Lava Jato.

Na Argentina, somos réus em duas ações criminais. A primeira ação alega o descumprimento por nós da obrigação de divulgar ao mercado argentino uma ação coletiva pendente proposta pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa perante os Tribunais Judiciais Comerciais, nos termos das disposições da legislação argentina de mercado de capitais. A segunda ação criminal alega uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários agravada por informações supostamente falsas incluídas em nossas demonstrações financeiras emitidas antes de 2015.

Além disso, a EIG Management Company, LLC ("EIG Management") e oito dos fundos administrados pela EIG Management ("Fundos EIG") (junto com a EIG Management, "EIG") entraram com uma ação judicial contra nós em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Colúmbia. A disputa diz respeito à compra indireta de participações acionárias dos Fundos EIG na Sete Brasil Participações S.A., tendo a EIG atualmente pedidos contra nós por fraude e auxílio e cumplicidade em fraude relacionadas à investigação da Operação Lava Jato. A EIG pede indenização de pelo menos US\$ 221 milhões.

É possível que ações ou pedidos sejam apresentados nos Estados Unidos, no Brasil ou em outro lugar contra nós, relacionados à investigação da Operação Lava Jato no futuro. 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. Nossa administração pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas ações, o que pode impedir que se concentrem em nosso 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 bens imóveis, instalações e equipamentos. Podemos ser obrigados a reapresentar nossas demonstrações financeiras para ajustar ainda mais as baixas que representam a superavaliação de nossos ativos reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de anos anteriores.

Interpretações divergentes e inúmeras regulamentações ambientais, de saúde e segurança e normas da indústria que estão se tornando mais rigorosas podem resultar em aumento de gastos operacionais e de capital e em redução da produção.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões e melhores práticas da indústria, e a uma ampla variedade de leis federais, estaduais e locais, 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 requisitos podem resultar em custos significativos, que podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que 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.

Além disso, 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. Recentemente, padrões mais restritivos de qualidade do ar foram definidos, o que pode aumentar as exigências sobre as unidades industriais instaladas 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.

Adicionalmente, mudanças na interpretação ou interpretações divergentes com relação às regulamentações ambientais, de saúde e segurança, bem como nossa decisão de liquidar quaisquer reclamações relacionadas a tais regulamentações, podem ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e resultados.

Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem ter um efeito adverso sobre nossa condição financeira e resultados.

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 e pelas autoridades fiscais brasileiras (incluindo as autoridades federais, estaduais e municipais), ambos os quais podem ter um impacto financeiro em nossos negócios. Em alguns casos, quando esgotamos todos os recursos administrativos relativos a uma contingência tributária, outros recursos podem ser interpostos nos tribunais judiciais, que podem exigir que, para apelar, forneçamos garantias aos tribunais judiciais, como o depósito de valores 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.

Podemos enfrentar situações semelhantes nas quais nossa interpretação de um regulamento tributário pode diferir daquela das autoridades fiscais, ou as autoridades fiscais podem contestar nossa interpretação e podemos assumir provisões e cobranças imprevistas. Além disso, um eventual acordo em uma disputa tributária pode ter um impacto mais amplo em outras disputas tributárias. Qualquer uma dessas ocorrências pode ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e resultados.

Diferenças nas interpretações e novos requisitos regulatórios por parte das agências em nosso setor podem resultar em nossa necessidade de maiores investimentos, despesas e custos operacionais, ou podem causar atrasos na produção.

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentação e supervisão de agências reguladoras, como a ANP. Questões como exigências de conteúdo local, procedimentos para unificação de áreas, definição de preços de referência para cálculo de *royalties* e participação governamental, entre outras, estão sujeitas a regime regulatório fiscalizado pela ANP.

Qualquer mudança regulatória, bem como mudança ou diferenças de interpretação entre nós e as agências regulatórias podem impactar materialmente nossos resultados, uma vez que tais pronunciamentos ou interpretações recentemente promulgados ou revisados podem afetar diretamente as premissas técnicas e econômicas que orientam nossas decisões de investimento.

Estamos sujeitos a sanções ou concessão de licenças e permissões ambientais, que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e em dificuldades para atingir nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural.

Nossas atividades estão sujeitas e dependem da concessão de licenças e permissões ambientais por uma ampla variedade de leis federais, estaduais e locais, relativas à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil como em outras jurisdições em que operamos. À medida que os regulamentos ambientais, de saúde e segurança se tornam cada vez mais complexos, é possível que nossos esforços para cumprir tais leis e regulamentos aumentem substancialmente no futuro.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos, incluindo o descomissionamento de campos maduros e desinvestimentos, não serão afetados por demandas de novos órgãos reguladores ou que as licenças e permissões relevantes serão concedidas ou emitidas 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.

Também estamos sujeitos a sanções que podem resultar em atrasos na execução de alguns de nossos projetos e dificuldades em atingir nossos objetivos de produção de petróleo e gás natural, como embargos ou interdições parciais ou totais.

Operações com partes relacionadas podem não ser devidamente identificadas e tratadas.

As transações com partes relacionadas devem seguir os padrões de mercado e gerar benefício mútuo. Os processos de decisão que envolvem essas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de concorrência e divulgação adequada de informações, de acordo com a legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. A possível falha de nosso processo em identificar e lidar com essas situações pode afetar adversamente nossa condição econômico-financeira, bem como levar a procedimentos fiscalizatórios por parte das agências.

Podemos ser obrigados por tribunais a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes.

Na qualidade de empresa controlada pelo governo federal e com operações em todo o Brasil, podemos ser obrigados pelos tribunais brasileiros 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, mesmo em situações nas quais esses clientes e instituições estão inadimplentes com obrigações contratuais ou legais. Tal fornecimento em situações excepcionais pode afetar adversamente nossa posição financeira.

Riscos relacionados ao Brasil e a nossa relação com nosso acionista controlador

O governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros, eleitos em nossa assembleia de acionistas para um mandato de até dois anos, com um máximo de três reeleições consecutivas permitidas. A legislação brasileira exige que o governo federal brasileiro detenha a maioria de nossas ações com direito a voto e, enquanto detiver, o governo federal brasileiro terá o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, por meio deles, os diretores executivos que são responsáveis por nossa administração do dia a dia. Como resultado, podemos nos envolver em atividades que dão preferência aos objetivos do governo federal brasileiro em vez de nossos próprios objetivos econômicos e de negócios, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira. Os interesses de nosso acionista controlador podem diferir dos interesses de nossos outros acionistas, e as decisões tomadas por nosso acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes do que no passado.

As eleições presidenciais no Brasil ocorrem a cada quatro anos, e as mudanças nos representantes eleitos podem levar a uma mudança dos membros de nosso Conselho de Administração indicados pelo acionista controlador, o que pode impactar ainda mais a gestão de nossa estratégia e diretrizes de negócios, incluindo nosso Plano Estratégico, conforme mencionado acima.

Como nosso acionista controlador, o governo federal brasileiro orientou e pode continuar a orientar certas políticas macroeconômicas e sociais por nosso intermédio, de acordo com a legislação brasileira. Dessa forma, podemos fazer investimentos, incorrer em custos e nos envolver em transações com partes ou em termos que podem ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

Fragilidade no desempenho da economia brasileira, mudanças regulatórias e percepção do investidor dessas condições podem afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso desempenho financeiro e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nossas atividades estão fortemente concentradas no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo governo federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras, incluindo nós, e sobre as condições de mercado e os preços dos títulos brasileiros. Nossa condição e resultados financeiros podem ser adversamente afetados pelos seguintes fatores e pela resposta do governo federal brasileiro a esses fatores:

- movimentos e volatilidade da taxa de câmbio;
- inflação;
- financiamento de déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxa de juros;
- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos
- política tributária;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás, incluindo política de preços e requisitos de conteúdo local;
- alegações de corrupção contra partidos políticos, funcionários eleitos ou outros funcionários públicos, incluindo alegações feitas em relação à investigação Lava Jato; e
- outros acontecimentos diplomáticos, sociais e econômicos no ou 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 brasileiro e títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Instabilidade no Ambiente Político Brasileiro

A economia brasileira foi e continua a ser afetada por eventos políticos no Brasil, que também afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, afetando adversamente o desempenho da economia brasileira e resultando em maior volatilidade nos mercados de valores mobiliários brasileiros. Você deve fazer sua própria avaliação sobre o Brasil e as condições preexistentes no país antes de decidir investir em nós.

O ambiente político brasileiro tem sido considerado polarizado nos últimos anos. O Brasil não havia se recuperado totalmente do impacto da crise econômica de 2015-2016 quando o país começou a sentir os efeitos da pandemia de Covid-19, que afetou gravemente a economia e aumentou as tensões políticas.

As políticas do governo para abordar as reformas econômicas e fiscais em resposta à pandemia de Covid-19 continuam sendo questões de divisão para a sociedade brasileira. Quaisquer desenvolvimentos na situação política atual ou quaisquer novos fatos relevantes em relação à situação política brasileira podem afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar nossa condição financeira e resultados operacionais.

Além disso, quaisquer dificuldades do governo federal brasileiro em obter maioria de votos no congresso nacional para implementar reformas podem resultar em impasse no congresso e agitação política, o que poderia nos afetar adversamente. Incertezas relacionadas à implementação pelo governo federal brasileiro de mudanças nas políticas monetária, fiscal e de seguridade social e na legislação relacionada podem contribuir para a instabilidade econômica e aumentar a volatilidade do mercado e podem nos afetar de maneira adversa e relevante.

Alegações de corrupção política contra membros do governo brasileiro podem criar instabilidade econômica e política.

No passado, membros do governo federal brasileiro e do poder legislativo brasileiro enfrentaram alegações de corrupção política. Como resultado, vários políticos, incluindo altos funcionários federais e congressistas, renunciaram ou foram presos.

Atualmente, funcionários eleitos e outros funcionários públicos no Brasil estão sendo investigados por alegações de conduta antiética e ilegal identificadas durante a Operação Lava Jato conduzida pelo Ministério Público Federal. O resultado potencial dessas investigações é desconhecido, mas elas já tiveram um impacto adverso sobre a imagem e a reputação das empresas envolvidas (inclusive nós), além do impacto adverso na percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. Esses procedimentos, suas conclusões ou outras alegações de conduta ilícita podem ter efeitos adversos adicionais sobre a economia brasileira. Tais alegações podem levar a mais instabilidade ou novas alegações contra funcionários do governo brasileiro e outros podem surgir no futuro, o que poderia ter um efeito adverso relevante sobre nós. Não podemos prever o resultado de tais alegações, nem seu efeito na economia brasileira.

Riscos relacionados a nossas Ações e Títulos de Dívida

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 podem ser regulamentados de forma diferente da forma como os investidores dos Estados Unidos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados de ações brasileiros 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.

Os detentores de nossas ADSs podem ser incapazes de exercer direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs.

Os detentores de ADSs que são residentes dos Estados Unidos podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Securities Act (Lei de Mercado de Capitais dos Estados Unidos) 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 ordinárias ou preferenciais relacionadas a esses direitos de preferência e, portanto, não podemos arquivar tal declaração de registro. Se uma declaração de registro não for apresentada e não houver isenção de registro, a JPMorgan, como depositária, tentará vender os direitos de preferência, e os detentores de ADSs terão o direito de receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão se a depositária não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, consulte “Informações aos Acionistas - Ações e Acionistas – Direitos dos Acionistas - Outros Direitos dos Acionistas” neste relatório anual.

Se os detentores de nossas ADSs trocarem suas ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, 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 ordinárias ou preferenciais 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 preferenciais e ordinárias ou no momento da disposição das ações ordinárias ou preferenciais.

A conversão de ADSs diretamente em titularidade das ações ordinárias ou preferenciais 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 responsabilizar-se 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 no 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 regulamentares, 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 impostas no futuro.

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 outro lugar fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, que são derivados dos direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou preferenciais, 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 regras contra informações privilegiadas e autonegociação (*self-dealing*) e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil e nos Estados Unidos. Além disso, 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. Consulte “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. Substancialmente 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 ou serviço contra nós ou nossos conselheiros e diretores nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil ou para 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 empresa constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

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 compensação e custodiante 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, exceto em situações específicas, os titulares de ações preferenciais não têm direito de votar em assembleias de acionistas. Os detentores de ADSs representando ações preferenciais também não têm direito a voto na maioria das decisões. Veja “Acionistas - Ações e Acionistas - Direitos dos Acionistas - Assembleias de Acionistas e Direitos de Voto” neste relatório anual.

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 dos mercados de negociação das 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 de tempo, se conseguirem.

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, a 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.

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 nos Estados Unidos de que a garantia é válida e executável de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados pela nossa assessoria jurídica geral de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculativa e executável contra nós de acordo com seus termos. Se as leis federais de transmissão fraudulenta dos Estados Unidos ou leis semelhantes forem aplicadas à garantia e nós, no momento em que firmamos a garantia relevante:

- estávamos ou estamos insolventes ou nos tornamos insolventes 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, dívidas além de nossa capacidade de pagar 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 inexecutável 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 as provisões para todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores de notas da PGF relativas a qualquer parcela evitada da garantia.

Gerenciamento de Riscos Corporativos

e sustentável. Nosso processo de gestão de riscos é centralizado, permitindo a padronização e uniformidade da análise de riscos e do gerenciamento das responsabilidades por riscos. Temos um comitê executivo de riscos para assessorar nossa Diretoria Executiva na análise de assuntos relacionados à gestão de riscos. Cada uma de nossas unidades organizacionais deve identificar, priorizar, monitorar e, em conjunto com nossas equipes de riscos empresariais, comunicar periodicamente ao comitê executivo de riscos os principais riscos envolvidos nas atividades desenvolvidas por essa unidade, bem como as ações mitigadoras planejadas.

Para auxiliar neste processo, nossa política de gestão de riscos empresariais estabelece diretrizes e responsabilidades e se baseia nos seguintes princípios fundamentais:

- respeito pela vida e pela diversidade da vida;
 - alinhamento total e coerência com nosso Plano Estratégico;
 - comportamento ético e conformidade com requisitos legais e regulamentares;
 - gestão integrada de riscos; e
 - as ações de resposta aos riscos consideram as possíveis consequências cumulativas de longo prazo, os possíveis impactos sobre nossas partes interessadas e devem ser orientadas para a preservação ou agregação de valor e para a continuidade do negócio.
- A estrutura organizacional de gestão de risco, que está sob a supervisão de nosso CFO, é responsável por:
- estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de riscos pautada por uma visão integrada e sistêmica, que permita um ambiente de monitoramento contínuo dos riscos nos diversos níveis hierárquicos;

- disseminar conhecimento e apoiar a utilização de práticas de gestão de riscos nas unidades organizacionais; e
- identificar, monitorar e reportar periodicamente à nossa Diretoria Executiva e Conselho de Administração os nossos principais riscos.

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

Esta política tem uma abordagem abrangente de gestão de riscos empresariais, que combina a abordagem tradicional de gestão de riscos econômicos e financeiros com outras áreas relevantes de interesse, como proteção da vida, saúde e meio ambiente, proteção de ativos e informações de negócios (propriedade e segurança) e combate à fraude e corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos empresariais. Com foco na integração das ações de gestão de riscos, nossa política permite que qualquer colaborador tenha acesso aos termos e conceitos relativos à gestão de riscos, bem como às medidas tomadas e partes responsáveis pela gestão de cada um dos riscos a que estamos expostos.

Para mais informações sobre nossa política de gestão de riscos empresariais revisada, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações contidas neste site, que podem ser acessadas por meio de um hiperlink resultante desta URL, não são e não devem ser consideradas como incorporadas 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/ou nossa situação financeira.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preços do que 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 de 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 obter 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 Nota 38 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição à taxa de juros e risco cambial

Para obter informações sobre taxa de juros e risco cambial, 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 seguro e resseguro. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradoras com classificação 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 todas as possíveis consequências e danos 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.

Especificamente, 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. Geralmente, não mantemos cobertura para nossos poços em operação no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Além disso, nossas apólices de responsabilidade civil contra terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Nossas apólices nacionais de danos patrimoniais têm franquia máxima de US\$180 milhões e seus limites de indenização podem chegar a US\$2,2 bilhões para refinarias e US\$1,9 bilhão para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral contra terceiros com relação às nossas atividades onshore e offshore no Brasil, incluindo perdas devido à poluição súbita, como derramamentos 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 nossos dutos contra danos à propriedade, temos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por óleo.

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\$198 milhões, dependendo do país.

Riscos Emergentes

Os riscos emergentes são os riscos de longo prazo que identificamos como os mais severos e que podem impactar significativamente a execução de nossos planos estratégicos atuais e subsequentes. Detalhamos a seguir os principais riscos emergentes, que também são brevemente descritos em “Riscos - Fatores de risco” neste relatório anual, seja como um fator de risco separado ou como parte de um ou mais fatores de risco.

Sistemas de tecnologia, sistemas de segurança (cibersegurança), sistemas e serviços de telecomunicações.

Recentemente, as preocupações com as falhas de segurança da informação têm crescido no mundo. Essas falhas podem ter origem externa, como malware, hacking, terrorismo cibernético, entre outras. Essas falhas também podem ter origem interna, por meio de atos intencionais e fraudulentos de empregados e contratados com o objetivo de obter vantagens pessoais.

A percepção da gravidade desse risco por nossa administração aumentou significativamente ao longo do tempo. Além das questões de cibersegurança, a preocupação e as ações de nossa administração visam melhorar a proteção e a privacidade dos dados pessoais que mantemos.

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 informações pessoais.

Estamos utilizando camadas de proteção sobre e-mails, análise de vulnerabilidades em redes e aplicativos, trilhas de auditoria em sistemas de informação, controle de acesso privilegiado, atualização de pacotes de segurança, autenticação de dispositivos e usuários para acesso à internet, rede corporativa, filtros de conteúdo da internet, criptografia e segregação de funções-chave.

Adicionalmente, com o objetivo de garantir nossa segurança em um mundo onde os dados são considerados valiosos, mantemos uma área dedicada à segurança da informação, vinculada à Diretoria Executiva de Transformação Digital e Inovação, com o objetivo de centralizar a gestão relacionada a todas as disciplinas de segurança da informação.

A iniciativa estratégica de transformação digital do nosso Plano Estratégico visa preparar-nos para um ambiente competitivo cada vez mais influenciado pelas tecnologias digitais e por uma nova forma de trabalhar, baseada na colaboração. As possibilidades de transformação dos modelos operacionais e de negócios trazem oportunidades de aumentar a eficiência e segurança das operações, reduzir custos e trazer mais robustez e agilidade às decisões. Os esforços vão além da implementação de soluções tecnológicas, procurando também implementar uma cultura de inovação que promova a experimentação, a colaboração multifuncional e a partilha de informação.

Para mais detalhes, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Transformação Digital” neste relatório anual.

Risco Carbono

O Acordo de Paris exige uma redução profunda nas emissões de GEE e uma transformação do fornecimento de energia. Nossos cenários apontam para uma inequívoca transição energética e mudanças já são observadas nos mercados de energia, por meio de mudanças regulatórias e alguns impactos físicos das mudanças climáticas na infraestrutura de empresas e países. Os líderes do setor vêm ampliando seus compromissos com a redução das emissões de carbono e a crescente demanda do mercado por transparência dos resultados relacionados às emissões de gases de efeito estufa e aos impactos da transição para baixas emissões de carbono para as empresas.

O cenário prevê possível redução na demanda por combustíveis fósseis, precificação do carbono gerando custos mais elevados e segmentação de óleos e combustíveis de acordo com sua intensidade de carbono. Podem ser esperadas também maiores exigências quanto à transparência das ações relacionadas à transição para o baixo carbono, com potencial para gerar problemas de imagem, perda de investidores e maior dificuldade de acesso ao capital.

Ao mesmo tempo em que trabalhamos para salvaguardar uma posição financeira sólida no médio e longo prazo, também trabalhamos em nossa competitividade para capturar potenciais oportunidades em renováveis de uma perspectiva de longo prazo. Nesse contexto, o Plano Estratégico apresenta as estratégias de “Empreender pesquisas que visem atuar, no longo prazo, em negócios petroquímicos e de energias renováveis com foco em energia eólica e solar no Brasil” e “Agregar valor ao parque de refino, com processos mais eficientes e novos produtos de Biorefino, como o Bioquerosene e o Diesel Renovável, caminhando para um mercado de baixo carbono”.

No curto e médio prazo, nosso Plano Estratégico também contém dez compromissos de sustentabilidade, seis deles relacionados ao carbono com métricas claras e bem definidas.

Desde 2019, as métricas relacionadas à intensidade de carbono em nossas operações de refino e upstream foram integradas à remuneração dos executivos. Em 2020, essas métricas foram incorporadas como um indicador principal, influenciando a remuneração variável não só dos executivos, mas de todos os empregados da empresa.

Temos um programa corporativo de mitigação de emissões de gases de efeito estufa que visa garantir o cumprimento dos compromissos divulgados e faz parte de nossa previsão de investimento de US\$1 bilhão para compromissos ambientais entre 2021 e 2025. O programa envolve todas as nossas áreas operacionais e inclui ações relacionadas à redução da queima de gás natural, reinjeção de CO₂, ganhos de eficiência energética e controle de perdas operacionais.

Os compromissos e ações do programa de mitigação de emissões de GEE são monitorados em diferentes níveis de governança, incluindo a alta administração. Em 2020, criamos um cargo de gerência executiva de mudanças climáticas, reforçando nossa governança de carbono existente, composta também por comitês de assessoramento da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, além de diversos níveis de gestão que avaliam aspectos de carbono em suas atividades.

Além disso, avaliamos o risco físico associado às mudanças climáticas em nossas operações por meio de pesquisas e desenvolvimento da regionalização do clima, com instituições renomadas no Brasil e no exterior (Universidade Federal de São Paulo - USP, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE e Administração Nacional Oceânica e Atmosférica - NOAA), de parâmetros considerados potencialmente mais suscetíveis a essas alterações, como disponibilidade de água para nossas refinarias e termelétricas, e padrões de ondas, vento e correntes para nossas plataformas offshore, gerando informações qualificadas para o processo de adaptação de nossas operações.

A pandemia Covid-19

Epidemias e pandemias de saúde pública, como a pandemia de Covid-19, podem impactar nossa força de trabalho, nossos parceiros e fornecedores, o que pode afetar a nossa cadeia de suprimentos e a produtividade de muitas de nossas atividades, incluindo impacto em algumas de nossas instalações, como nossas plataformas, refinarias, terminais, entre outros. Isso pode ter um impacto negativo em nossos resultados e condição financeira. Uma pandemia tem o potencial de influenciar as nossas atividades de várias maneiras, o que pode resultar em descontinuidade operacional, aumento de custos, redução de receitas, fornecimento comprometido, atrasos em processos e projetos, interrupção e/ou interdição de atividades. Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública podem afetar os preços e a demanda do petróleo e, conseqüentemente, nossos resultados financeiros. O risco de contágio em massa de nossos próprios empregados e terceirizados está sendo monitorado por nós. Durante a pandemia de Covid-19, observamos:

- Uma redução da demanda por derivados de petróleo devido à restrição da mobilidade da sociedade por medidas de lockdown impostas pelos governos estaduais e municipais.

- Uma redução da atividade econômica, recessão, crescimento do desemprego devido ao fechamento de pequenas e médias empresas, que podem afetar nossa cadeia de suprimentos.
- O adiamento do retorno ao trabalho por conta da pandemia, aumento do afastamento dos funcionários devido ao crescimento de doenças mentais relacionadas ao isolamento social e ao distanciamento social.
- O aumento dos preços dos fretes no cenário em que o preço do petróleo foi depreciado, levou a uma escassez de navios no mercado, uma vez que foram utilizados para armazenamento de petróleo e derivados.

Para gerenciar uma situação que envolve o contágio em massa de nossos empregados devido a epidemias ou pandemias de saúde pública, devemos adotar ações mitigadoras que minimizem o impacto em nossas operações. Algumas dessas ações já estavam sendo realizadas no momento da pandemia de Covid-19, como a constituição da EOR (Estrutura Organizacional de Resposta) para organizar ações e tomar decisões, adotando diferentes regimes de trabalho para reduzir a exposição, definindo formas de otimizar a operação dos ativos e unidades prioritizados e provendo os recursos necessários para a continuidade operacional.



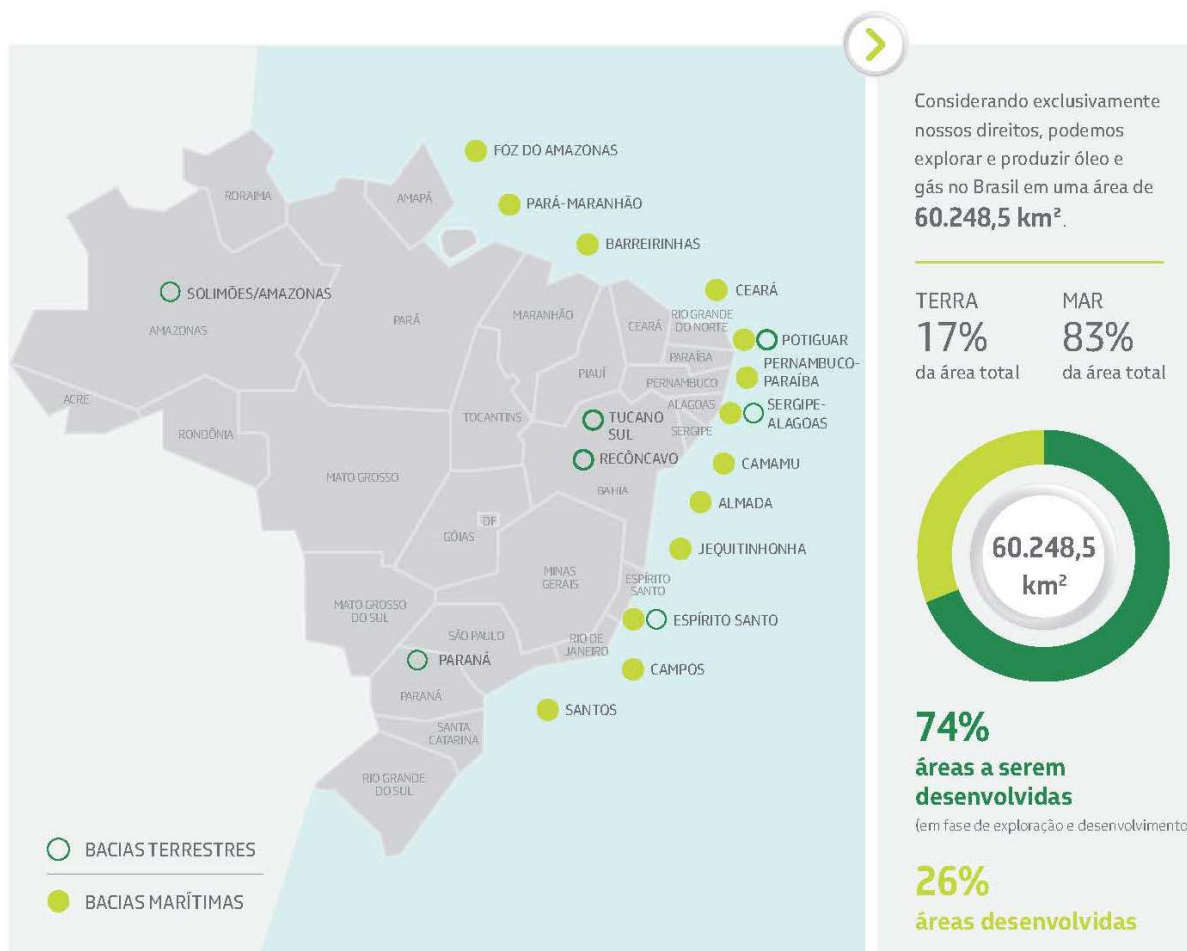
Nossos Negócios

Exploração e Produção

Visão Geral

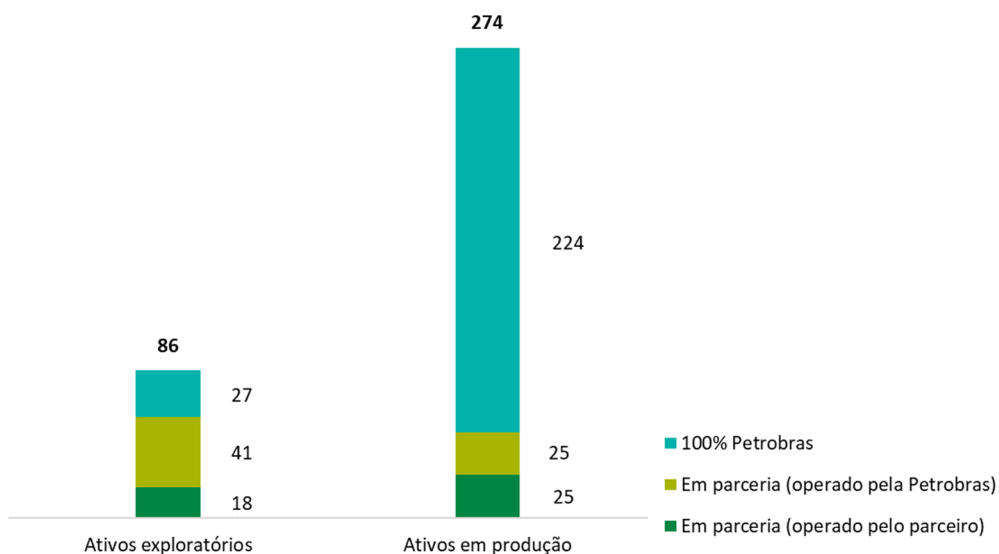
Nossas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural são os principais componentes de nosso portfólio de investimentos e incluem exploração marítima e terrestre, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural, produzindo óleo e gás natural de forma segura e rentável.

Nossas atividades estão focadas em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que representaram 94% de nossa produção total em 2020. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e em terra, bem como fora do Brasil, conforme detalhado a seguir neste relatório anual. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 93% de nossos blocos e campos mundiais, 99% de nossa produção global de petróleo e 99,7% de nossas reservas de óleo e gás natural.



Temos 360 ativos em exploração e produção, incluindo 109 em parcerias com outras empresas de óleo e gás. Dos 360 blocos e campos, 335 estão sob Contrato de Concessão, 15 são Contratos de Partilha de Produção e 10 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa.

ATIVOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÚMERO DE ATIVOS)



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

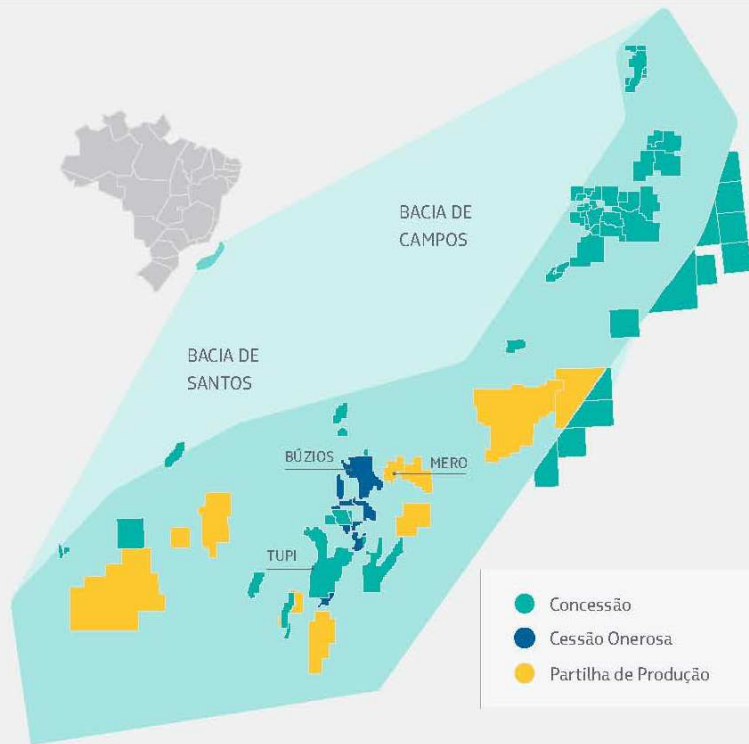
Lideramos e operamos consórcios de E&P responsáveis por alguns dos principais projetos em desenvolvimento, como Mero (Petrobras 40%, Shell 20%, Total 20%, CNODC 10% e CNOOC 10%), Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (todos com Petrobras 42,5%, Shell 25%, Total 22,5% e Petrogal 10%).

Esses consórcios de E&P também incluem alguns dos maiores campos de produção do Brasil, como Tupi (Petrobras 65%, Shell 25%, Petrogal 10%), Sapinhoá (Petrobras 45%, Shell 30%, Repsol Sinopec 25%), Roncador (Petrobras 75%, Equinor 25%) e Tartaruga Verde (Petrobras 50%, Petronas 50%). Também operamos esses campos na área do Polígono do Pré-sal.



Polígono do Pré-sal

O polígono do pré-sal ocupa uma área de 150.000 km², dos quais temos direitos de exploração e produção de 18% da área total, ou 26.500 km² (área bruta). Nesta região, novas áreas exploratórias só podem ser outorgadas sob regime de partilha de produção.



Bacia de Campos



100.000 km²



1971



33



Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul e Tartaruga Verde



694 mbbbl/d Produção de Petróleo em 2020



Pré-sal: 138,7 mbbbl/d

Pós-sal: 555,3 mbbbl/d

A Bacia de Campos é uma das principais e mais prolíferas bacias offshore de óleo e gás do Brasil. Sua primeira produção de petróleo ocorreu na década de 1970 e, embora em declínio, fomos capazes de mitigar a depleção natural de campos maduros da Bacia de Campos perfurando poços de adensamento de malha 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 na Bacia de Campos, porém, são uma fonte crescente de produção. Começamos a produção de petróleo do pré-sal em 2008, no campo de Jubarte.

Bacia de Santos



Área total Início das atividades de exploração Plataformas de produção em campos operados (em 2020) Principais campos Produção de Petróleo em 2020

1) Aparentes diferenças na soma dos números devem-se aos arredondamentos.

Outras Bacias

Produzimos óleo e gás e possuímos área de exploração em 17 outras bacias no Brasil. O potencial mais significativo para o sucesso exploratório em nossas outras bacias está na Margem Equatorial e na Margem Leste.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades na América do Sul e América do Norte. Na África Ocidental, tivemos atividades até 14 de janeiro de 2020. 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 nossa Gestão de Portfólio

América do Sul

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

Na **Argentina**, por meio de nossa subsidiária Petrobras Operaciones S.A., temos uma participação operacional 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 2020, nossa produção de óleo e gás na Argentina, incluindo LGN, era de 5,9 mboed.

Na **Bolívia**, nossa produção de gás e condensado deriva principalmente dos campos de San Alberto e San Antonio com 35% de participação em cada um desses contratos de operação de serviço, que são operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2020, nossa produção de óleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 28,6 mboed. A contrapartida desses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e temos uma participação operacional de 44,44% no bloco de exploração offshore de Tayrona, que inclui a descoberta de gás Orca. Também operamos e detemos 50% de participação no bloco de exploração terrestre Villarica Norte.

América do Norte e África Ocidental

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 joint venture com a Murphy Exploration & Production Company ("Murphy"), a MPGOM LLC. Os principais contribuintes da produção são os campos de Chinook, Saint Malo e Dalmatian. Em 2020, nossa participação de 20% representa uma produção de 12,1 mboed, incluindo LGN.

Na África Ocidental, costumávamos explorar oportunidades de óleo e gás exclusivamente por meio de nossa participação de 50% na Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G"). Em 31 de outubro de 2018, nossa subsidiária Petrobras International Braspetro BV ("PIBBV") assinou um contrato de compra e venda para a venda de sua participação acionária de 50% na PO&G com a Petrovida Holding B.V. ("Petrovida"). A Petrovida é propriedade da Africa Oil Corp. A transação foi concluída em 14 de janeiro de 2020.

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



Principais Ativos

	2020	2019	2018
Exploração e Produção			
Poços produtores (óleo e gás natural) ⁽¹⁾	5.646	7.021 ⁽⁴⁾	7.256
Sondas flutuantes	20	16	16
Plataformas operadas em produção ⁽²⁾	67 ⁽³⁾	107	113

(1) Inclui o total de poços de empresas coligadas (100 poços em 2020, 164 em 2018 e 163 em 2018).

(2) Inclui apenas sistemas de produção definitivos, unidades EWT e EPS.

(3) Não inclui 37 plataformas hibernadas em 2020 que contribuíram para a produção. Não inclui outras 26 plataformas já não produtoras que também foram hibernadas em 2020. Não inclui plataformas operadas por nossos parceiros.

(4) Ajustados para incluir poços de empresas afiliadas.

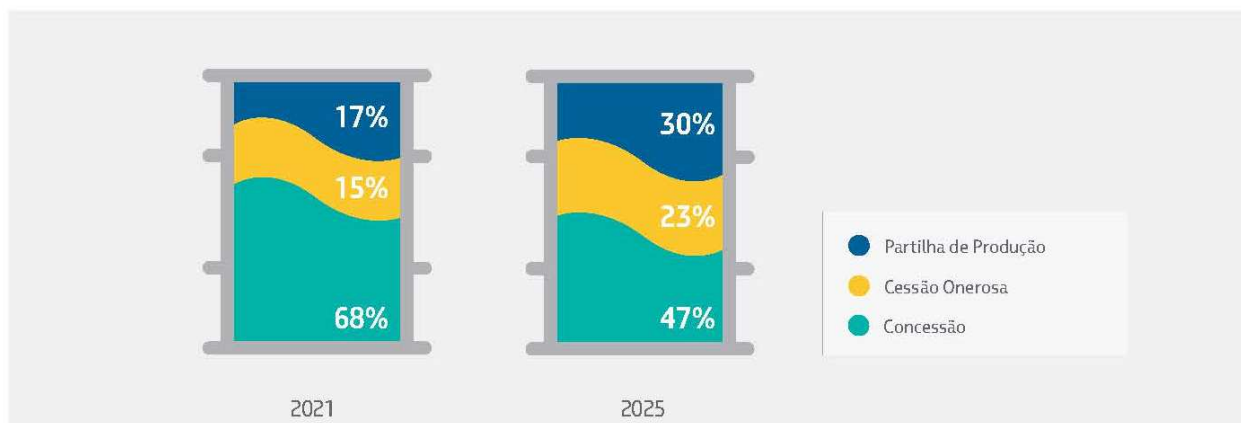
Exploração

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

No Brasil, o Estado brasileiro é proprietário dos depósitos de óleo e gás natural, mas as empresas e consórcios podem extrair e explorar esse petróleo mediante pagamento de várias formas, como *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; Cessão Onerosa e Partilha de Produção. O modelo de concessão regia integralmente a exploração e produção de óleo e gás natural até 2010, quando o governo federal brasileiro promulgou leis que estabelecem o Regimes de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção no Polígono do Pré-sal. Atualmente, nossos principais campos de produção seguem os Contratos de Concessão. No entanto, nossos campos de produção sob o Contrato de Cessão Onerosa e Contratos de Partilha de Produção representarão uma parte importante de nossa produção a médio e longo prazo.

PRODUÇÃO PROJETADA POR MODELO REGULATÓRIO (PLANO ESTRATÉGICO 2021-2025)



Para informações sobre os modelos regulatórios aplicáveis às nossas atividades de exploração e produção, consulte Legal 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 de nossa futura produção de óleo 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 2018, adquirimos 11 novos blocos exploratórios offshore, com área total de 8.800 km². No Polígono do Pré-sal, adquirimos quatro áreas em regime de partilha de produção, em parcerias com a Chevron, Shell, Equinor, ExxonMobil, BP e Galp. Na Bacia de Campos, adquirimos quatro blocos fora do Polígono do Pré-sal, em regime de concessão, em parceria com a ExxonMobil, Qatar Petroleum e Equinor. Também adquirimos três blocos na Bacia Potiguar, dois deles em parceria com a Shell.

Em 2019, adquirimos dois novos blocos exploratórios offshore, com área total de 5.800 km². No Polígono do Pré-sal, adquirimos uma área em regime de partilha de produção, em parceria com a CNODC. Na Bacia de Campos, adquirimos um bloco adjacente ao Polígono do Pré-sal, em regime de concessão, em parceria com a BP. Adicionalmente, adquirimos 90% dos direitos de exploração e produção do volume excedente do campo de Búzios durante a Rodada de Licitações de Partilha de Produção de Excedente de Cessão Onerosa, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%). Durante a mesma rodada de licitações, também adquirimos 100% dos direitos de exploração e produção do volume excedente do campo de Itapu.

Em 2020, devido às limitações resultantes da pandemia de Covid-19, a 17ª Rodada de Licitações foi adiada. O 2º Ciclo da Oferta Permanente foi a única rodada de licitações do ano e ocorreu no dia 4 de dezembro de 2020. Não apresentamos nenhuma oferta durante esta rodada de licitações.

Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 86 blocos exploratórios (27 com 100% de participação), com três descobertas em avaliação. Também tivemos três descobertas em áreas de produção, sob avaliação. Atuamos como operadora em 59 desses blocos de exploração em parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2020:

NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2020

	Área exploratória líquida (km ²)			Blocos exploratórios (número)			Planos de avaliação (número)			Poços perfurados (número)		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Brasil	42.996	40.625	51.600	82	113	133	32	24	26	9	8	8
Outra América do Sul	5.751	6.081	6.081	4	4	4	2	1	1	0	1	0
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
África	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0
TOTAL	48.747	46.706	57.681	86	117	137	34	27	29	9	9	8

Esses investimentos cobrem principalmente os custos de perfuração, pesquisas sísmicas e aquisição de blocos, que contribuíram para os empreendimentos seguintes.

Em 2020, concentramos nossos esforços exploratórios na delimitação dos reservatórios do pré-sal, principais áreas produtoras de óleo do Brasil. Além de confirmar a presença de óleo de excelente qualidade na região sudeste do campo de Búzios, na Bacia de Santos, um poço teste comprovou maior potencial na área do pré-sal do campo de Albacora, na Bacia de Campos. Enquanto a primeira é considerada uma área promissora para uma nova unidade do tipo FPSO, a última ainda tem potencial inexplorado e pode continuar a contribuir para a nossa produção.

Outro poço na área do pré-sal do bloco Uirapuru, na Bacia de Santos, também resultou em descobertas de óleo e gás. Há pelo menos uma extensão bem planejada para esse prospecto nos próximos cinco anos. Além disso, um prospecto situado no bloco C-M-657, na Bacia de Campos, fora do cluster principal do pré-sal, foi perfurado este ano e os resultados identificaram a presença de hidrocarbonetos. Estudos adicionais estão sendo conduzidos para fornecer melhores medições e para garantir a viabilidade econômica de cada projeto e futura incorporação de recursos.

Também obtivemos resultados encorajadores fora dos reservatórios do pré-sal. Na porção sudoeste do ring fence de Tartaruga Verde, também localizado na Bacia de Campos, um poço exploratório descobriu óleo em reservatórios carbonáticos do Albaniano. Atualmente, estamos avaliando a comercialidade da descoberta e a possível incorporação de recursos na infraestrutura existente.

Por fim, os reservatórios turbidíticos da Bacia de Sergipe-Alagoas também apresentaram resultados promissores. Após a incorporação dos resultados de dois poços em nossos modelos geológicos, houve um aumento no volume esperado dos blocos de avaliação de Poço Verde e Moita Bonita. Esses resultados contribuíram para um aumento na incorporação futura de recursos. Também conduzimos um teste de longo prazo no reservatório Farfan, que resultou não apenas na redução das incertezas quanto às propriedades do reservatório, mas também em um aumento dos volumes esperados. Assim, este teste confirmou as boas projeções de produtividade para esta região do complexo de águas profundas.

Para maior rentabilidade do capital investido, sempre priorizando a segurança, a rapidez com que nossos novos projetos são implantados é fundamental. Assim, temos um programa estratégico (PROD1000) com o objetivo de reduzir o tempo de implantação de nossos projetos, com a ambição de chegar a 1.000 dias entre a descoberta do campo e o início da produção, ante a nossa média atual de 3.540 dias, de grandes projetos utilizando sistema de produção com FPSOs. Nossos esforços em tal programa estão relacionados à integração das equipes de exploração e desenvolvimento de produção, à otimização dos processos de reservatório, à padronização de projetos de sistemas submarinos, de FPSOs e de poços, ao engajamento antecipado de fornecedores, à redução do tempo de construção e à otimização de processos através do uso de tecnologias digitais e métodos ágeis. Como um exemplo de nossos esforços de padronização no design de FPSOs, solicitamos uma patente para um “Riser Balcony Polivalente”, que pode ser aplicada a diferentes cenários de projeto e reduzir o tempo de engenharia e de alterações tardias durante a fase de construção do FPSO.

Além disso, implementamos um programa estratégico (EXP100) que tem como ambição aumentar a chance de descoberta de petróleo para 100% em poços exploratórios, reduzindo riscos e custos do projeto por meio da agilização do desenvolvimento da produção. Este programa tem como objetivo avaliar melhor a predição de propriedades geológicas através do uso de uma plataforma de dados upstream integrada e com capacidade computacional de alto desempenho, que possibilita a aplicação de algoritmos mais complexos no processamento de grandes volumes de dados. Diversas iniciativas já estão em andamento, com avanços notáveis na integração do banco de dados exploratório e na interpretação automatizada de dados sísmicos e de poços.

Produção

Desenvolvimento de 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.

Nos últimos dez anos, buscamos otimizações substanciais de custos em relação ao desenvolvimento de projetos. O tempo de perfuração e conclusão de poços na área do pré-sal da Bacia de Santos diminuiu 64% em 2020 em relação à 2010. Em 2020, levamos em média 117 dias para perfurar e completar um poço do pré-sal na Bacia de Santos. Isso ajudou a reduzir significativamente nossos gastos de capital por poço. Por meio do Programa de Eficiência de Poços (PEP70), lançado em 2019, pretendemos reduzir ainda mais os custos de construção de poços em 30%, reduzindo o tempo de construção, otimizando configurações de poços, agilizando operações e adotando novas tecnologias. No pós-sal, destacamos a adoção da tecnologia True One Trip - Three Phases (TOT-3P), que nos permitiu construir um poço na metade do tempo e custo estimados e resultou em uma economia de US\$30 milhões.

Também buscamos otimizações substanciais de custos em interconexões de poços na área do pré-sal da Bacia de Santos, com uma redução média de custo de cerca de 6 a 7% ao ano durante os últimos quatro anos. 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 componentes submarinos expostos a eventos de corrosão sob tensão por CO₂ (SCC-CO₂).

Em 2020, também concluímos o Projeto Básico de Referência para a nova geração de FPSOs para o Pré-Sal. O design, que se concentra na maximização do valor econômico dos projetos de desenvolvimento de produção, apresenta soluções que visam reduzir o tempo de implementação, aumentando a padronização do sistema, melhorando a eficiência operacional e integrando novas tecnologias e inovações para atender aos nossos compromissos de baixo carbono. Este projeto incorpora melhorias baseadas em mais de uma década de experiência com projeto, construção, partida e operação de plataformas de produção na camada pré-sal.

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 2019, iniciamos a operação de quatro novos sistemas de produção: (i) as plataformas P-76 e P-77, localizadas no campo de Búzios; (ii) a plataforma P-67, localizada no campo de Tupi; e (iii) a P-68, localizada nos campos de Berbigão e Sururu. Em 2020, iniciamos a operação da plataforma P-70, localizada no campo de Atapu. Esses cinco novos sistemas conectaram 32 novos poços (19 de produção e 13 de injeção) em nossos sistemas de produção. Esperamos instalar 13 novos FPSOs nos próximos cinco anos.

Em janeiro de 2020, a plataforma P-77 no campo de Búzios atingiu sua capacidade total em apenas 10,4 meses. No campo de Búzios, também atingimos recordes de produção mensal de 615 kbpd de óleo e 765 kboed em julho, bem como o recorde da maior produção mensal alcançada por um poço no Brasil, com o recorde de 69,6 kboed do poço BUZ-10, registrado em setembro. O desempenho das plataformas de Búzios foi auxiliado pela expansão temporária da capacidade de processamento de óleo e gás das unidades, aproveitando a capacidade ociosa de geração e compressão de gás disponível até o início das exportações de gás, e o alto potencial de produção dos poços e do reservatório.

Em 2020, nossas plataformas de produção tiveram uma produção diária de 2,06 milhões de barris de petróleo e 2.393 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontando o volume liquefeito). Como parte de nossa resposta à crise do petróleo de 2020, hibernamos indefinidamente, e não há atualmente plano para reativá-las, todas as nossas 63 plataformas de águas rasas (37 ativas e 26 que já se encontravam inativas antes da hibernação). Adicionalmente, durante 2020, como resultado de desinvestimento ou desmobilização descontinuamos 8 plataformas ativas que contribuíam para a nossa produção anual. Essas plataformas hibernadas e descontinuadas produziram 0,029 milhões de barris de petróleo por dia em 2020. Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos 43 e afretávamos 16 plataformas offshore de produção. Além dessas plataformas offshore, existem três plataformas em campos operados por nossos parceiros, totalizando 62 plataformas ativas.

O pré-sal e os campos do Contrato de Cessão Onerosa serão particularmente importantes para apoiar o crescimento de nossa produção.

Em 2021, o FPSO Carioca será instalado no campo Sépia. Essa plataforma tem capacidade para processar 180 mbpd e 211,9 milhões de pés cúbicos de gás natural por dia e chegou ao Rio de Janeiro em fevereiro de 2021 para finalizar as atividades de integração e comissionamento. Em 2021, também esperamos instalar o FPSO Guanabara, o primeiro sistema definitivo no campo Mero. Este FPSO tem capacidade para processar 180 kbpd e 423,8 milhões de pés cúbicos de gás natural por dia e está em construção na China.

Após negociações com nossos parceiros do Consórcio BM-S-11, Shell Brasil Petróleo Ltda (detentora de 25% de participação na parceria) e Petrogal Brasil S.A. (detentora de 10% de participação na parceria), firmamos um termo de compromisso de compra da plataforma P-71. A unidade, que está em fase final de construção, tem capacidade produtiva de 150 mbpd e será destinada ao campo de Itapu o que nos vai permitir começar a produzir 1 ano antes.

Com o compromisso de vender a P-71, observadas as condições acima, os sócios do Consórcio BM-S-11 no Brasil se comprometeram a elaborar um novo plano de desenvolvimento do campo de Tupi, a ser entregue à ANP em 2021. A aquisição da P-71 e as ações para a elaboração de um novo DP para o campo de Tupi estão em linha com nossa estratégia de concentrar nossas atividades em ativos de classe mundial em águas profundas e ultraprofundas.

SISTEMAS INSTALADOS DESDE 2010

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de óleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	211,9	2.300	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 4	Petrobras 77	150.000	211,9	1.980	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Búzios 3	Petrobras 76	150.000	211,9	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Tupi Norte	Petrobras 67	150.000	211,9	2.130	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Campos	Tartaruga Verde	Cid. de Campos dos Goytacazes	150.000	117	765	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Santos	Tupi Ext. Sul	Petrobras 69	150.000	211,9	2.170	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-Sal	FPSO
2018	Santos	Búzios 1	Petrobras 74	150.000	211,9	2.005	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Búzios 2	Petrobras 75	150.000	211,9	2.010	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
2017	Santos	Tupi Sul	Petrobras 66	150.000	211,9	2.100	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Mero	Pioneiro de Libra	50.000	141,3	2.040	Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO
2016	Santos	Tupi Central	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.100	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Tupi Alto	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100	Concessão	Pré-Sal	FPSO
2015	Santos	Tupi	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.200	Concessão	Pré-Sal	FPSO
2014	Santos	Sapinhoá	Cidade de Ilhabela	150.000	211,9	2.140	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de	150.000	282,5	2.220	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Campos	Roncador	Mangaratiba	180.000	211,9	1.600	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Petrobras 62	180.000	211,9	1.400	Concessão	Pré-Sal	FPSO
2013			Petrobras 58						
	Campos	Roncador	Petrobras 55	180.000	141,3	1.795	Concessão	Pós-Sal	SS
	Campos	Papa-Terra	Petrobras 63	145.000	35,3	1.200	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.140	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Sapinhoá	Cidade de São Paulo	150.000	176,6	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	1.700	Concessão	Pós-Sal	SS
	Santos	Mexilhão	Mexilhão	20.000	529,7	170	Concessão	Pós-Sal	Fixo
2010			Petrobras 57						
	Campos	Jubarte	Cidade de	180.000	70,6	1.260	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Santos	Tupi	Angra dos Reis	100.000	176,6	2.150	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Uruguá	Cidade de	25.000	353,1	1.300	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Campos	/Tambaú	Santos	110.000	113,0	1.300	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Capixaba						

PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS ATÉ 2025

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de óleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
Esperado em 2021	Santos	Sépia	Carioca	180.000	211,9	2.200	Cessão Onerosa	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Mero 1	Guanabara	180.000	423,8	1.930	Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO
Esperado em 2022	Santos	Búzios 5	Alm. 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
Esperado em 2023	Campos	Marlim 2	Anna Nery	70.000	141,3	927	Concessão	Pós-Sal	FPSO
	Santos	Mero 2	Sepetiba	180.000	423,8	2.000	Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Itapu	Petrobras 71	150.000	211,9	2.010	Cessão Onerosa/Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO
Esperado em 2024	Campos	Parque das Baleias	N/D	100.000	176,6	1.385	Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Búzios 6 ⁽¹⁾	Almirante Tamandaré	225.000	423,8	1.900	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Mero 3	Marechal Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Búzios 7 ⁽²⁾	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
Esperado em 2025	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.700	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-Sal	FPSO
	Santos	Mero 4	N/D	180.000	423,8	1.890	Partilha de Produção	Pré-Sal	FPSO

(1) Referente ao sistema de produção a ser instalado na área do Módulo 7 do campo de Búzios.

(2) Referente ao sistema de produção a ser instalado na área do Módulo 6 do campo de Búzios.

Descomissionamento

Quando as oportunidades de ampliação da produção de um sistema de produção de óleo e gás se esgotam, é necessário realizar o seu descomissionamento. Antes, porém, priorizamos soluções para a continuidade e maximização da produção, incluindo processos de cessão de direitos (desinvestimentos) de campos que não se enquadram mais no nosso portfólio estratégico ou que atingiram seu limite econômico.

Em 2020, avançamos na aprovação de planos de descomissionamento e na execução das atividades de descomissionamento.

Obtivemos as aprovações dos órgãos reguladores brasileiros que supervisionam os planos de desativação para as plataformas P-07, no campo de Bicudo, P-12, no campo de Linguado e P-15, no campo de Piraúna, e P-32, no campo de Marlim, na Bacia de Campos. Ao longo de 2020, vendemos 3 destas plataformas (P-07, P-15 e P-12) em leilão público, e uma delas (P-12) já foi removida da locação.

Além disso, alguns processos de descomissionamento aprovados antes de 2020 avançaram. Iniciamos o descomissionamento do FPSO Piranema Spirit e contratamos serviços de Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição Final (EPRD) para auxiliar no descomissionamento das plataformas PCA-1, PCA-2 e PCA-3.

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 e embarcações especiais são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenadas centralmente para garantir 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 19 sondas com essa capacidade em 31 de dezembro de 2020.

Temos sondas suficientes para atender às nossas metas de produção e continuaremos a avaliar nossas demandas por sondas e embarcações especiais, e ajustaremos o tamanho da nossa frota conforme necessário.

SONDAS DE PERFURAÇÃO EM USO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020⁽¹⁾

	2020		2019		2018	
	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias
Brasil	20	0	18	0	17	4
Onshore	0	0	2	0	1	3
Offshore, pela profundidade da água (WD)	20	0	16	0	16	1
Plataforma auto-elevatória	0	0	0	0	0	0
Plataformas flutuantes	20	0	16	0	16	1
500 a 999 metros de profundidade da água	0	0	0	0	1	0
1000 a 1999 metros de profundidade da água	1	0	1	0	2	0
2000 a 3200 metros de profundidade da água	19	0	15	0	13	1
Fora do Brasil	0	0	1	0	1	0
Onshore	0	0	1	0	1	0
Offshore	0	0	0	0	0	0
Total Global	20	0	19	0	18	4

(1) Em campos operados.

Para atingir nossas metas de produção, também obtemos uma série de embarcações especializadas (como embarcações de suporte para lançamento de linhas ou “PLSVs”) para conectar poços a sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 13 PLSVs e nossas embarcações especializadas eram suficientes para atender às nossas necessidades.

Na área de subsea, também temos desenvolvido a Tecnologia HISEPTM, que é um sistema submarino de separação e reinjeção que removerá do fundo do mar uma porção significativa do gás produzido rico em CO₂, desengargalando as plantas de processamento de gás de superfície. A nova tecnologia permitirá a ampliação do patamar de produção de óleo, acelerando a produção e impulsionando a economicidade de projetos de desenvolvimento em áreas com elevados RGO e teor de CO₂. Uma vez qualificada, a HISEPTM terá o potencial de destravar o desenvolvimento de novas gerações de FPSO adequadas para áreas com elevados RGO e teor de CO₂, uma vez que estes sistemas se beneficiarão da sinergia entre as capacidades dos sistemas de processamento submarino e de superfície. Isso representa uma oportunidade de maximizar a produção de petróleo com estoque controlado de gás manipulado na instalação de superfície, reduzindo CAPEX, OPEX, “lead time” e também emissões, melhorando a segurança. A HISEPTM será qualificada em 2025 no campo de Mero por meio de construção, instalação e execução de testes em um protótipo em escala real submarina que será suportado pela cota de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Consórcio de Libra.



Campo de Búzios

O campo de Búzios iniciou a produção em abril de 2018 e já produziu cerca de 100 milhões de boe. O campo de Búzios é o maior campo descoberto em águas profundas no mundo. Possui óleo leve e poços de alta produtividade.

O campo de Búzios é um ativo com reservas significativas e de baixo custo de extração. É economicamente resiliente a um cenário de preços baixos do petróleo.

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

Em março de 2020, assinamos o Contrato de Partilha de Produção do Excedente de Cessão Onerosa da Área de Búzios, tendo CNOOC e CNODC como sócios privados e a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) como sua administradora. As partes vêm discutindo a estratégia global de desenvolvimento e demais assuntos relacionados ao acordo de co-participação, que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa. Conforme a Portaria MME 265/2019, o termo de co-participação será firmado até setembro de 2021. Cada um dos parceiros privados terá o direito de aumentar a sua participação em 5%, desde que cumpridas certas condições.

Atualmente, são quatro unidades em operação em Búzios. Uma quinta plataforma, o FPSO Almirante Barroso, está em construção e deve iniciar a produção em 2022. O FPSO Almirante Barroso será a primeira unidade afretada no Campo de Búzios, com capacidade para processar 150 mil barris de óleo por dia.

Em julho de 2020, recebemos a aprovação para três unidades operacionais adicionais em Búzios. O FPSO Almirante Tamandaré, unidade fretada que se tornará o sexto sistema de produção do campo, deve iniciar a produção em 2024. Além disso, a P-78 e a P-79, duas plataformas de nossa propriedade, devem iniciar a produção em 2025.

Em 2020, com menos de dois anos de operação, o campo de Búzios ultrapassou a marca de produção de 600 mbpd, devido aos bons resultados operacionais e a um estudo técnico que permitiu que suas unidades operassem acima da capacidade nominal. Além disso, três importantes recordes de campo também foram alcançados em 2020: produção de campo diária de 674 mbbbl, produção de campo mensal de 615 mbpd em julho e produção diária de um único poço de 65 mbbbl (9-BUZ-4-RJS). Além disso, outro marco importante alcançado neste ano foi o início das exportações de gás da plataforma P-74.

Esperamos melhores resultados operacionais para 2021 devido às ações internas que vêm sendo realizadas para melhorar a eficiência produtiva e a manutenção do nível de produção acima da capacidade nominal até o final de 2021. Por fim, em 2021 esperamos começar a exportar gás de outros três FPSOs que estão em operação.

Em 2020, os investimentos no campo de Búzios somaram US\$1,7 bilhão. De acordo com o Plano Estratégico 2021-2025, serão investidos US\$20,2 bilhões nos próximos cinco anos. A produção média diária para 2021 a 2025 está estimada em 639 mbbbl, com Despesas Operacionais em torno de US\$5,6 bilhões, incluindo afretamento de embarcações.

Produção

Apesar da crise sem precedentes no setor de óleo e gás, nosso desempenho operacional melhorou significativamente, atingindo recordes diários, trimestrais e anuais de produção de óleo e gás. Em 2020, nossa produção total de óleo e gás, incluindo LGN, foi de 2.836 mboed, dos quais 2.788 mboed foram produzidos no Brasil e 48 mboed foram produzidos no exterior, um aumento de 2,4% em relação a 2019. Este crescimento da produção deveu-se à maior produção dos campos de Búzios e Tupi.

Nosso desempenho operacional em 2020 foi alavancado pelo ramp-up de novos sistemas de produção nos campos de Búzios e Tupi, compensando os efeitos negativos oriundos da Covid-19. A produção de óleo representou 81% da média de 2.788 mboed de óleo e gás produzidos no Brasil.

Nossa produção na camada pré-sal atingiu 1.546 mbb/d em 2020, representando um aumento de 21,1% em relação à nossa produção em 2019. Em 2020, a produção de óleo na camada pré-sal representou 68% de toda a produção de óleo no Brasil, ante 59% em 2019.

PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

	2020	2019	2018	2020 vs 2019
Óleo e gás natural - Brasil	2.788	2.688	2.527	3,7%
Óleo (mbbl/d) ⁽¹⁾	2.266	2.172	2.035	4,3%
Onshore	105	124	135	-15,3%
Águas rasas	32	66	90	-51,5%
Águas profundas e ultraprofundas do pós-sal	582	704	816	-17,3%
Pré-sal	1.546	1.277	994	21,1%
Gás natural (mboed)	522	516	492	1,2%
Óleo e gás natural - No exterior⁽²⁾	48	82	101	-41,5%
TOTAL	2.836	2.770	2.628	2,4%

(1) Incluindo LGN.

(2) Inclui a produção proporcional de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial, com base em nosso percentual de participação nessas entidades.

A produção de óleo do pré-sal aumentou 21,1%, refletindo a maior produção nos campos de Búzios e Tupi. A área do pré-sal é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. A produção de óleo do pós-sal, em águas profundas e ultraprofundas, diminuiu 17,3%. Isso ocorreu devido ao declínio natural dos reservatórios, principalmente da Bacia de Campos.

A produção de óleo em águas rasas diminuiu 51,5%, para 32 mbb/d, devido à hibernação de todas as plataformas em águas rasas. A produção de óleo em terra diminuiu 15,3%, para 105 mbb/d, devido ao declínio natural dos reservatórios.

Produzimos 88,40 milhões de m³/d de gás em 2020. Desse volume, usamos 48,50 milhões de m³/d em nossos processos de produção (reinjetados, queimados, consumidos, liquefeitos) e destinamos 39,90 milhões de m³/d à venda.

O custo de extração em 2020, sem participação governamental e sem afretamento, foi de US\$ 5,2/boe, o que representa uma redução de 33% em relação ao ano anterior (US\$ 7,8/boe). Incluindo o afretamento, o custo de extração em 2020 foi de US\$ 6,8/boe, o que representa uma redução de 29% em relação ao ano anterior (US\$ 9,6/boe).

PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

Unidades de produção											Produção de petróleo em 2020 (mmbbl/d)
Bacia	Campo	Fonte principal	Próprias	Capacidade (mmbbl/d)	Afretadas	Capacidade (mmbbl/d)	Consórcio	Grau API	Teor de enxofre (% wt)		
Santos	Tupi	Pré-Sal	4	4 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (65%), Shell (25%), Petrogal (10%)	28 – 32	0,29 – 0,38	619,8	
Santos	Búzios	Pré-Sal	4	4 unidades com 150	—	—	Petrobras (100%) ⁽¹⁾	28 – 29	0,31 – 0,32	516,8	
Santos	Sapinhoá	Pré-Sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%), Shell (30%), Repsol Sinopec (25%)	29,8	0,4	92,6	
Campos	Jubarte	Pré-Sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17 – 30	0,29 – 0,56	185,5	
Campos	Roncador	Pós-Sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%), Equinor (25%)	17 – 28	0,53 – 0,74	112,0	
Campos	Marlim Sul	Pós-Sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17 – 25	0,59 – 0,73	109,9	
Campos	Tartaruga Verde	Pós-Sal	—	—	1	1 unidade com 150	Petrobras (50%) Petronas (50%) ⁽¹⁾	27,5	0,76	45,5	
Campos	Marlim	Pós-Sal	7	1 unidade com 50 1 unidade com 75 4 unidades com 100 1 unidade com 180	—	—	Petrobras (100%)	19 – 23	0,68 – 0,77	61,3	
Campos	Marlim Leste	Pós-Sal	1	1 unidade com 180	1	1 unit with 100	Petrobras (100%)	23 – 29	0,50 – 0,51	41,4	
Outros campos do pré e pós-sal										344,2	
Terra										104,9	
Águas rasas										31,9	
TOTAL										2.265,8	

(1) Incluindo operações em 2020.

PRODUÇÃO EM 2020



Campo de Tupi

Em julho de 2020, atingimos a produção acumulada de dois bilhões de barris de óleo equivalente (boe) no campo de Tupi, localizado no pré-sal da Bacia de Santos, a aproximadamente 230 km do litoral do estado do Rio de Janeiro. Este marco ocorreu no mesmo mês em que comemoramos os 20 anos da assinatura do contrato de concessão do bloco BM-S-11, onde o campo está localizado produzindo atualmente cerca de um milhão de barris por dia (bpd).

Essa produção acumulada ocorreu apenas 10 anos após o início do primeiro sistema permanente de produção, o FPSO Cidade Angra dos Reis, e 14 anos após sua descoberta, em 2006. De 2010 a 2019, o consórcio, formado por nós, com 65% de participação na parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (25% de participação na parceria) e Petrogal Brasil S.A. (10% de participação na parceria), colocou em operação nove sistemas produtivos, uma média de um sistema por ano.

No processo de implantação desses sistemas produtivos, tivemos que superar uma série de desafios sem precedentes no setor, como a distância da costa e a existência de pouquíssimos reservatórios semelhantes no mundo, reservatórios ultraprofundos sob uma espessa camada de sal. Em parceria com instituições de pesquisa, empresas parceiras e fornecedores, desenvolvemos um conjunto de tecnologias e inovações que permitiram produções seguras e lucrativas nos campos do pré-sal, que continua sendo uma referência em termos de desempenho ambiental. Como resultado das tecnologias inéditas que desenvolvemos, em 2015 recebemos o prêmio Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations and Institutions, que é o principal prêmio do setor e é promovido pela Offshore Technology Conference (OTC).

O Futuro do Tupi

Em conjunto com nossos parceiros no bloco BM-S-11, desenvolvemos diversas iniciativas com o objetivo de revitalizar o campo antes mesmo do início de seu declínio, buscando aumentar o fator de recuperação de óleo e gás que pode ser extraído do campo e, assim, maximizar o valor do ativo. Para isso, desenvolvemos projetos para manter a pressão do reservatório, como a interligação de novos poços a sistemas de produção já implantados e a tecnologia de injeção alternada de água e gás (Water Alternating Gas - WAG). Além desses projetos, em conjunto com nossos parceiros, também analisamos as ações que serão tomadas nos termos da concessão e buscamos desenvolver outras tecnologias de baixo custo e alta confiabilidade que possam aumentar o fator de recuperação.

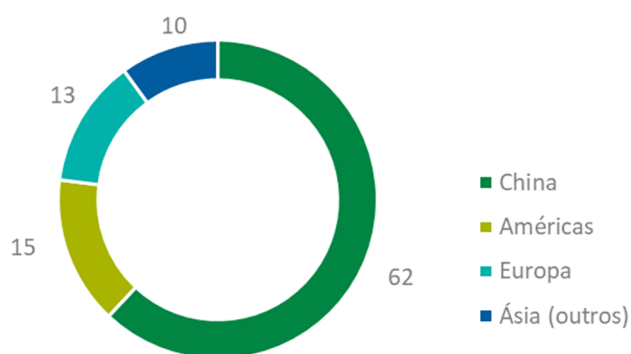
Também realizamos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, Brasil, e convertemos o querogênio (matéria orgânica sólida) desses depósitos em óleo sintético e gás. Essa operação é conduzida em uma instalação integrada e seus produtos finais são gás combustível, gás liquefeito de petróleo (“GLP”), nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Nossas unidades de negócios no Brasil não utilizam o método de fracking, ou o método de fraturamento hidráulico, para a produção de petróleo, por não ser adequado ao contexto de nossas operações. Além disso, não injetamos água ou produtos químicos no solo em relação às nossas operações de mineração de xisto betuminoso a céu aberto. Nosso processo consiste na britagem, peneiramento e aquecimento posterior de todo o xisto em altas temperaturas (pirólise) e possuímos um processo de segregação adequado para os subprodutos derivados desse processo.

Para mais informações sobre nossa produção de petróleo bruto, gás natural, óleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2020, 2019 e 2018, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.

Cientes e Concorrentes

O petróleo bruto é vendido principalmente por meio de contratos de longo prazo e também no mercado à vista. Nosso portfólio no exterior inclui cerca de 60 clientes, como refinarias que processam ou têm processado óleos brasileiros regularmente, distribuídos na China, Américas, Europa e outros países na Ásia.

CLIENTES DE PETRÓLEO (% VOL)



O óleo combustível é um dos tipos de derivados de petróleo mais representativos em termos de volume exportado. Em 2020, exportamos óleo com alto teor de enxofre e, em maior grau, óleo combustível com baixo teor de enxofre para diversos destinos. Nosso óleo combustível está disponível nos principais polos do mercado como Cingapura, Mediterrâneo, Costa do Golfo dos EUA, Costa Oeste da África, Panamá e Caribe. Nossa lista de contrapartes consiste nas grandes empresas, empresas comerciais e empresas de transporte. 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) 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 final do período de referência, exceto para as reservas dos campos da Amazônia para os quais os volumes são estimados usando os preços do gás conforme estabelecido em nossos acordos contratuais para vendas de gás. Em 2020, nós não reportamos reservas provadas relacionadas a reservas não tradicionais tais como óleo e gás sintéticos.

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. Coordenadores de reservas em cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativa fornecem orientação para as estimativas de reservas em conformidade com os requisitos da SEC para as equipes dos ativos. Os Gerentes Gerais em nossas unidades de negócios no Brasil e os Presidentes das empresas fora do Brasil nas quais 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 então 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 corporativa, formado em engenharia e com 18 anos de experiência na indústria de petróleo e gás.

DeGolyer and MacNaughton (“D&M”) conduziu uma avaliação de 97% de nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2020 no Brasil. A quantidade de reservas revisada pela D&M corresponde a 97% do total de nossas reservas provadas líquidas 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.

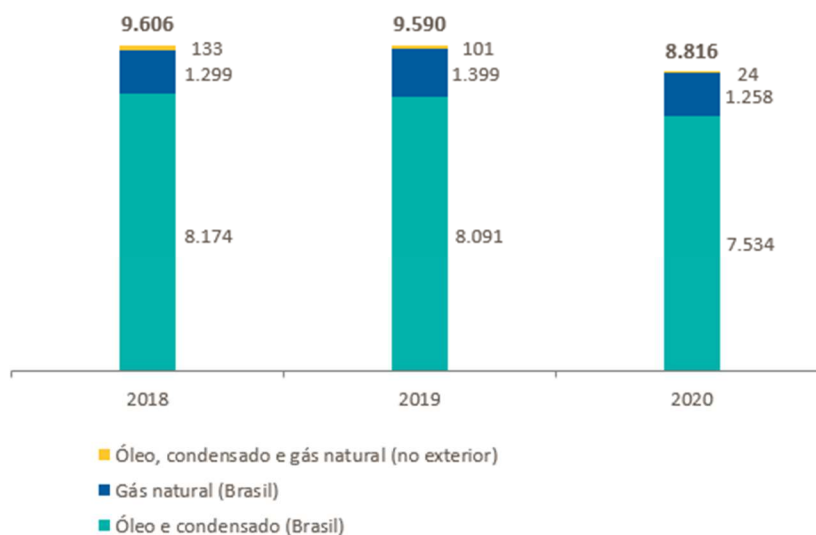
Para obter uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e às nossas estimativas de reservas, consulte “Riscos” neste relatório anual.

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 de nossos campos podem ser aumentadas posteriormente com perfuração adicional de poços, otimizações operacionais e métodos de recuperação suplementar, como injeção de água, entre outras atividades.

Nossas reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2020 foram estimadas em 8.816 milhões de boe. Essa estimativa inclui nossa participação em empresas investidas pelo método de equivalência patrimonial, que representam 0,2% de nossas reservas líquidas.

RESERVAS PROVADAS⁽¹⁾ (MILHÕES DE BOE)



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

Os volumes das reservas de petróleo e gás variam anualmente. Quantidades incluídas em nossas reservas do ano anterior que são produzidas durante o ano não são mais reservas no final do ano. Outros fatores, como desempenho de reservatório, revisões nos preços do petróleo, descobertas, extensões, compras e vendas de ativos ocorridos durante o ano, também influenciam as quantidades de reservas no final do ano.

RESERVAS PROVADAS⁽¹⁾ (MILHÕES DE BOE)

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

(2) O volume de produção de 922,5 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Portanto, exclui 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.

Em 2020, incorporamos 223,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, incluindo:

- adição de 637,1 milhões de boe decorrente de revisões técnicas, principalmente devido ao bom desempenho e ao aumento da experiência de produção nos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos;
- adição de 253,9 milhões de boe devido às aprovações de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e
- redução de 667,2 milhões de boe relacionada às revisões econômicas, principalmente em função da redução do preço do petróleo.

Além disso, adicionamos 40,8 milhões de boe às nossas reservas provadas devido a extensões e descobertas no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 116,8 milhões de boe devido à venda de reservas provadas.

ÍNDICES DE RESERVAS 2020



Reservas Provadas Não Desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2020, nossas reservas provadas não desenvolvidas foram estimadas em 2.983,1 milhões de boe, uma redução líquida de 16% em comparação com o final do ano de 2019. Essa redução é resultado das seguintes alterações:

- convertemos um total de 423,9 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, principalmente como resultado do início de operação da plataforma P-70 na Bacia de Santos e das operações de perfuração e tieback offshore e onshore;
- nossas reservas provadas não desenvolvidas reduziram 149,2 milhões de boe como resultado de revisões das estimativas anteriores, incluindo uma redução de 456,3 milhões de boe devido a revisões econômicas, parcialmente compensada por adições associadas às aprovações de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos (247,2 milhões de boe) e revisões técnicas, principalmente devido ao bom desempenho e ao aumento da experiência de produção na camada pré-sal da Bacia de Santos (60,0 milhões de boe).
- adicionamos 12,8 milhões de boe às nossas reservas provadas não desenvolvidas devido a extensões e descobertas no pré-sal da Bacia de Santos; e
- reduzimos 9,6 milhões de boe de nossas reservas provadas não desenvolvidas como resultado das vendas de reservas provadas.

VARIAÇÕES NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS⁽¹⁾ (MILHÕES DE BOE)



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

Em 31 de dezembro de 2020, 55% (1.647 milhões de boe) de nossas reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente de projetos de desenvolvimento em águas ultraprofundas em campos gigantes, particularmente nas Bacias de Santos e Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2020, investimos um total de US\$5,7 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. Nestes casos, o desenvolvimento integral das reservas relativas 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 Óleo 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 2020. Um poço ou uma área bruta é um poço ou área em que possuímos uma participação operacional, enquanto o número de poços ou área líquido é a soma das participações operacionais fracionárias em poços ou áreas brutos. Não temos nenhuma área material expirando antes de 2025.

POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS

	Em 31 de dezembro de 2020							
	Óleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	5.187	5.155	316	310	0	0	0	0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	46	20	191	94	0	0	0	0
Total internacional	46	20	191	94	0	0	0	0
Total consolidado	5.233	5.176	507	404	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	38	3	1	0.1	0	0	0	0
África	0	0	0	0	0	0	0	0
POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS TOTAIS	5.271	5.179	508	404	0	0	0	0

ÁREA BRUTA E LÍQUIDA DESENVOLVIDA E NÃO DESENVOLVIDA (EM ACRES)

	Em 31 de dezembro de 2020			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Consolidado				
Brasil	4.374.882,4	3.847.297,5	468.233,6	415.649,9
América do Sul (exceto Brasil)	2.304,0	774,1	2.310,0	776,2
Total consolidado	4.377.186,4	3.848.071,6	470.543,6	416.426,1
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
África	0	0	0	0
América do Norte	22.897,0	1.985,2	146.177,0	10.832,1
Investidas pelo método de equivalência patrimonial total	22.897,0	1.985,2	146.177,0	10.832,1
ÁREA TOTAL BRUTA E LÍQUIDA	4.400.083,4	3.850.056,8	616.720,6	427.258,2

Para os resultados “líquidos”, consideramos nossa participação conforme 31 de dezembro de 2020. A divisão em petróleo e gás na tabela de área não foi incluída porque, normalmente, petróleo e gás são produzidos na mesma área. As áreas desenvolvidas e não desenvolvidas, bruta e líquida, apresentadas nesta tabela não incluem áreas exploratórias.

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

POÇOS PRODUTIVOS E SECOS, EXPLORATÓRIOS E EM DESENVOLVIMENTO

	2020	2019 ⁽¹⁾	2018
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	4,6	5,5	4,0
América do Sul (fora do Brasil)	—	1,0	—
Total de subsidiárias consolidadas	4,6	6,5	4,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
África	—	—	—
Poços exploratórios produtivos totais perfurados	4,6	6,5	4,0
Poços exploratórios secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	1,5	1,0	4,0
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	1,5	1,0	4,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
África	—	—	—
Total de poços exploratórios secos perfurados	1,5	1,0	4,0
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	6,1	7,5	8,0
Poços de desenvolvimento produtivo líquido perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	79,0	102,0	103,7
América do Sul (fora do Brasil)	0,336	—	3,7
Total de subsidiárias consolidadas	79,3	102,0	107,4
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	0,306	0,14	0,1
África	0	0,6	0,4
Poços de desenvolvimento produtivo total perfurados	79,6	102,7	107,9
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⁾	—	—	—
África	—	—	—
Poços de desenvolvimento secos totais perfurados	—	—	—
NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS	79,6	102,7	107,9

(1) Dados de 2019 foram ajustados para refletir a inclusão de poços injetores.

(2) Devido à joint venture formada pela PAI e Murphy, as informações sobre as reservas provadas, área e poços nos Estados Unidos estão apresentadas na seção “investidas pelo método de equivalência patrimonial”. Para valores “líquidos”, usamos nossa participação detida em 31 de dezembro de 2020.

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2020.

NÚMERO DE POÇOS SENDO PERFURADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas		
Brasil	8,0	6,65
Internacional		
América do Sul (fora do Brasil)	1,0	0,34
América do Norte	4,0	0,18
PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS	13,0	7,17

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

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

	Brasil	América do Sul	América do Norte	Total	Investidas pelo método de equivalência patrimonial ⁽²⁾
2020					
Preços médios de venda					
Óleo e LGN, por barril	39,96	36,89	—	39,95	37,69
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	5,63	3,65	—	5,47	2,00
Óleo 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	36,23
2019					
Preços médios de venda					
Óleo e LGN, por barril	61,25	36,89	—	61,25	64,71
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	7,72	3,65	—	7,55	2,60
Óleo sintético, por barril	50,55	—	—	50,55	—
Gás sintético, por mil pés cúbicos	3,53	—	—	3,53	—
Custos médios de produção, por barril - total	7,05	4,69	—	7,02	31,20
2018					
Preços médios de venda					
Óleo e LGN, por barril	66,66	42,44	67,21	66,65	72,76
Óleo e LGN, por barril	7,15	4,09	3,56	7,00	0,76
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	—	—	—	—	—
Óleo sintético, por barril	60,04	—	—	60,04	—
Gás sintético, por mil pés cúbicos	4,47	—	—	4,47	—
Custos médios de produção, por barril - total	10,21	4,57	9,75	10,11	31,85

- (1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponível para venda e também são apresentados na tabela de produção acima. As quantidades de gás natural foram convertidas de bbl para pés cúbicos de acordo com a seguinte escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos.
- (2) Operações na Venezuela até 2016, na África até outubro de 2018 e nos Estados Unidos a partir de dezembro de 2018, após a constituição da joint venture com a Murphy, na qual nossa subsidiária PAI detém 20% de participação.

Para mais informações sobre nossos custos de exploração capitalizados, consulte a Nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as informações complementares não auditadas sobre a exploração e produção de óleo e gás nelas contidas.

Refino, Transporte e Comercialização

Processamos 73% de toda a nossa produção de petróleo, que inclui petróleo e LNG e exclui gasolina natural (“C5+”), em nossas refinarias. O restante foi exportado. Em 2020, produzimos 1,828 milhão de barris/dia de derivados de petróleo, a partir do processamento de petróleo brasileiro (94% da matéria-prima) e petróleo importado (6% da matéria-prima). Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

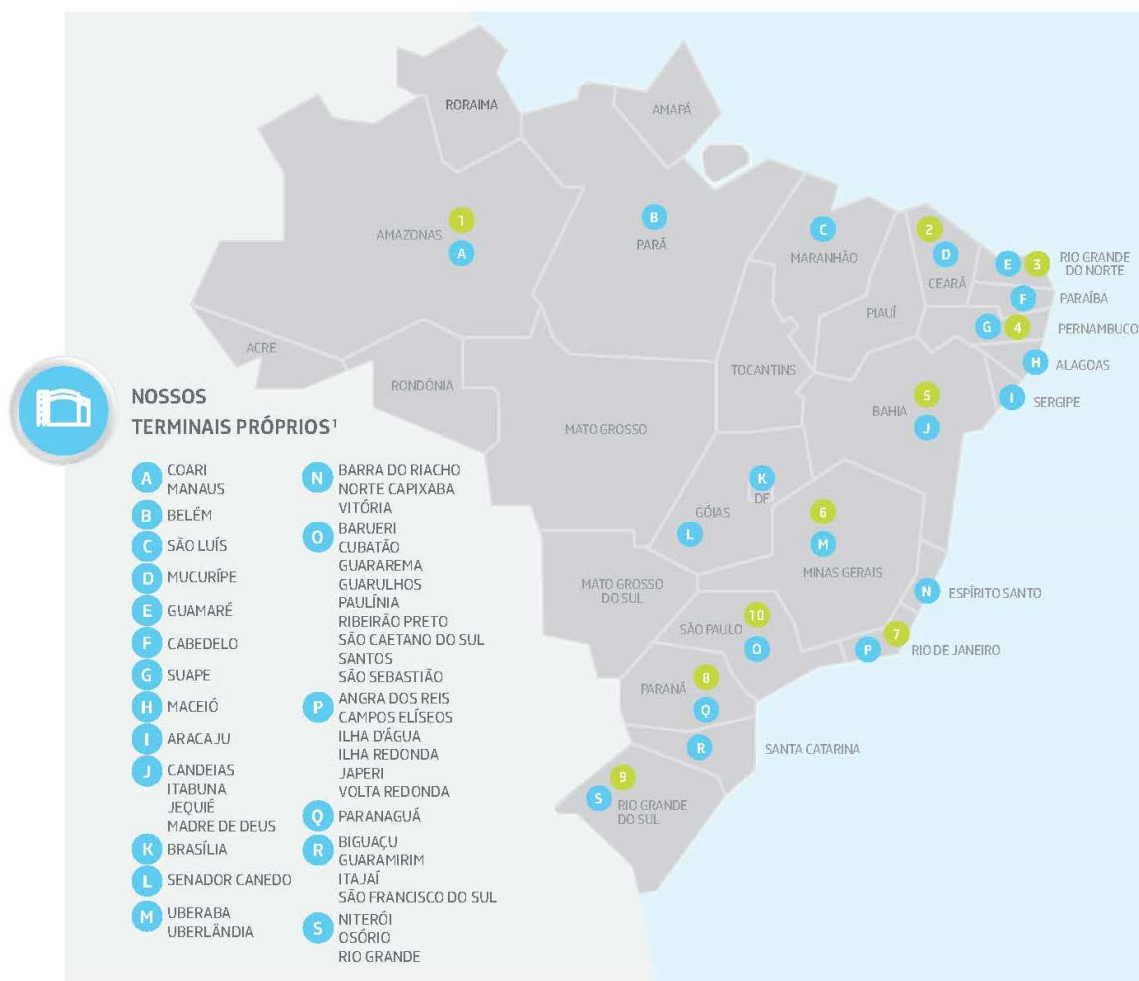
Além disso, atuamos no setor petroquímico com participações societárias, bem como na produção de biocombustíveis por meio de nossa subsidiária integral, Petrobras Biocombustível S.A. (“PBIO”).

Visão Geral

Possuímos e operamos 13 refinarias no Brasil, com capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 2.176 mbb/d. Isso representa 99% de toda a capacidade de refino do Brasil, de acordo com o anuário estatístico de 2020 publicado pela ANP.

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 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 44 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 17 terminais de terceiros.



Início da operação Capacidade de destilação Grau API

1) Operado pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras
2) Antiga Refinaria Potiguar Clara Camarão

Nosso Refino, Transporte e Marketing também incluem atividades como (i) petroquímica (ii) extração e processamento de xisto e (iii) produção de biocombustíveis.

Estamos nos reposicionando no negócio de refino por meio de desinvestimentos, estratégia que nos permite compartilhar riscos e estabelecer uma indústria dinâmica, competitiva e eficiente, gerando liquidez para nós.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE que consolida nosso entendimento sobre a realização de desinvestimentos 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 posição dominante no segmento de refino. O acordo considera o desinvestimento de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino, que compreende sete unidades de refino (Reman, Lubnor, Rnest, Rlam, Regap, Repar e Refap) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

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

Os estágios iniciais desses processos de desinvestimentos foram anunciados em 2019. Em 2020, anunciamos estágios adicionais.

Para mais informações sobre nossas parcerias e desinvestimentos, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.



Principais Ativos

	2020	2019	2018
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	7.719	7.719	7.719
Frota de navios (próprios e afretados)	131	128	123
Próprios	30	45	43
Afretados	101	83	80
Terminais	61	63	56
Próprios	44	44	44
Terceiros ⁽¹⁾	17	19	9
Refino			
Refinarias	13	13	14
Brasil	13	13	13
No exterior	-	-	1
Capacidade nominal instalada (mmbbl/d)	2.176	2.176	2.276
Brasil	2.176	2.176	2.176
No exterior	-	-	100

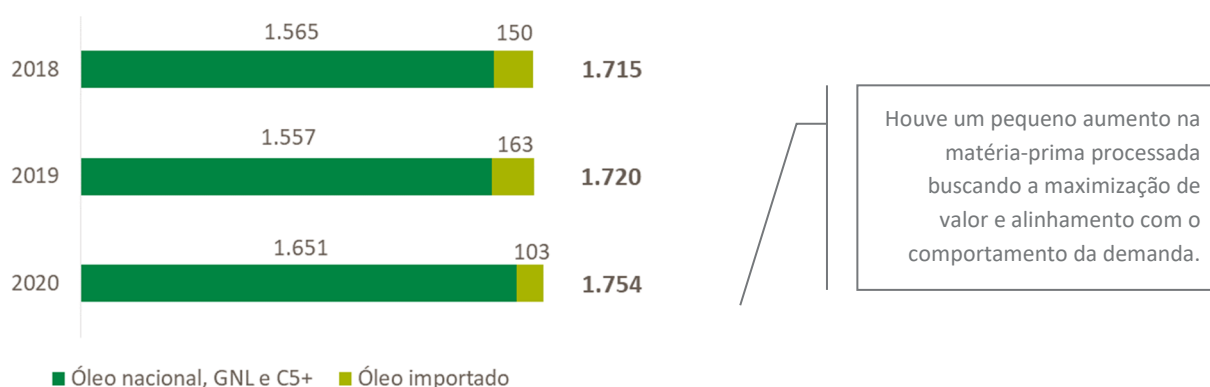
(1) Terminais de terceiros que possuem contratos vigentes de uso do serviço de armazenamento, exceto contratos da Transpetro.

Refino

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

Em 2020, processamos 1.754 mbb/d de petróleo em nossas 13 refinarias. Os gráficos a seguir mostram a matéria-prima processada e o desempenho de nossas refinarias.

MATÉRIA-PRIMA PROCESSADA (MBBL/D)



Em outubro, nossas refinarias bateram recorde de produção interno de Diesel S-10 de baixo teor de enxofre produzindo 2,01 milhões de m³ do produto, volume superior ao de julho, quando atingiu 1,81 milhão de m³, e 25% superior à marca de junho de 1,6 milhão de m³.

Os recordes do Diesel S-10 acompanham a evolução dos motores dos veículos pesados e utilitários movidos a diesel, responsáveis pela maior parte da circulação de mercadorias no território brasileiro. Atualmente, existem dois tipos de diesel rodoviário no Brasil: o Diesel S-500 e o Diesel S-10, sendo o primeiro utilizado por veículos fabricados antes de 2012.

Em 2020, houve aumento da produção de derivados e do fator de utilização do sistema de refino em relação a 2019. Apesar da redução na produção de gasolina e querosene de aviação entre 2019 e 2020, o aumento da produção de derivados em 2020 se deve principalmente ao aumento da produção de óleo combustível com baixo teor de enxofre para exportação, que resultou do aumento dos preços do *bunker* no mercado global desde as novas especificações de qualidade impostas pelo IMO 2020. A produção de diesel aumentou em 2020, apesar da queda nas vendas no mercado interno, com o excedente sendo direcionado à exportação.

A produção de nafta aumentou em 2020, acompanhando o aumento das vendas no mercado interno, devido à redução das importações diretas feitas pela Braskem.

A produção de GLP aumentou em 2020 devido ao aumento das vendas causado pelas menores temperaturas médias e pelo isolamento social devido à pandemia de Covid-19, os quais impulsionaram o consumo de GLP residencial.

Em 2020, houve uma diminuição na produção de combustível de aviação após a redução nas vendas devido ao impacto da Covid-19 na demanda de combustível de aviação comercial.

Além de construir novas refinarias, nos últimos 10 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. Esses investimentos em nossas refinarias existentes foram em grande parte concluídos.

A tabela a seguir mostra o desempenho de nossas refinarias.

DESEMPENHO DAS REFINARIAS

Refinaria	Capacidade de destilação bruta (mbl/d)	Índice de complexidade de Nelson	Capacidade média ⁽¹⁾ (mbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Taxa de utilização (%)		
	2020	2020	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
LUBNOR	8	3,5	8	7	8	97,3	95,3	97,5	102,0	82,7	94,5
RECAP	57	6,8	39	50	50	96,8	96,2	97,6	68,4	87,8	93,1
REDUC	239	15	178	190	190	96,8	96,9	95,3	74,5	79,5	79,7
REFAP	201	6	129	138	135	97,6	93,7	95,8	64,1	68,8	66,8
REGAP	157	7,9	123	134	141	97,4	96,3	97,7	78,0	85,3	89,7
REMAN	46	1,8	27	32	30	97,9	97,9	97,1	59,3	69,1	64,3
REPAR	208	7,8	179	168	173	97,8	94,2	96,6	86,3	80,9	83,1
REPLAN	434	6,9	306	326	286	96,8	96,2	87,2	70,4	75,2	68,8
REVAP	252	8,6	216	185	213	97,1	94,5	96,5	85,9	73,5	84,8
RLAM	279	7,7	239	206	201	94,1	92,9	95,2	85,6	73,9	63,8
RPBC	170	10,2	143	133	140	96,2	95,3	97,5	84,0	78,3	82,4
RPCC	38	1	29	32	32	—	—	—	—	—	—
RNEST	88	10,7	93	74	67	96,8	97,8	94,6	105,7	84,4	90,2
Produção média de petróleo bruto	—	—	1.709	1.675	1.664	—	—	—	—	—	—
Produção média de LGN	—	—	45	45	51	—	—	—	—	—	—
Produção média	—	—	1.754	1.720	1.715	—	—	—	—	—	—
Capacidade de destilação bruta	2.176	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Considera o processamento de óleo e LGN (matéria-prima fresca).

PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE NOSSAS REFINARIAS

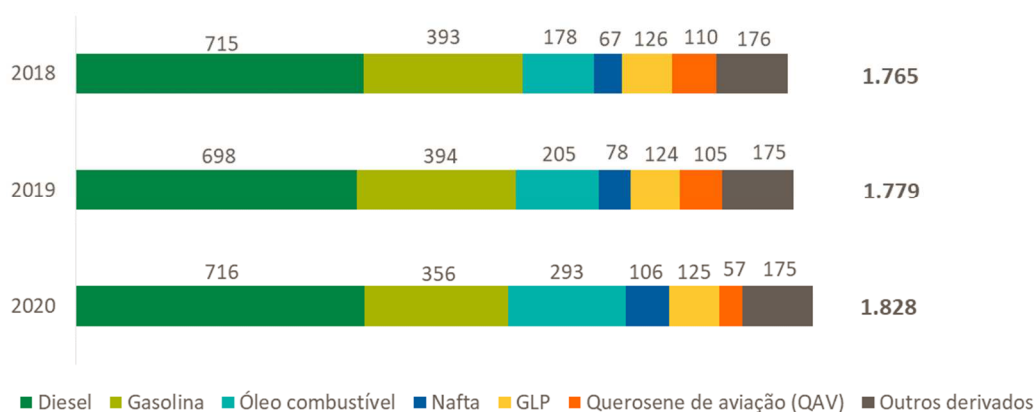
Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mbbl)	
			Petróleo bruto	Derivados de petróleo
LUBNOR	Asfalto (45%); Óleo Combustível (35%); Lubrificantes (13%); Diesel (7%)	Óleo Lubrificante - vendido para distribuidoras e comercializado nacionalmente 0,3 0,6 Asfalto - estados do Norte e Nordeste do Brasil e Minas Gerais	0,3	0,6
RECAP	Diesel (42%); Gasolina (33%); GLP (9%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,5	1,8
REDUC	Diesel (25%); Gasolina (14%); Óleo Combustível (19%); GLP (12%); Combustível de Aviação (4%); Nafta (12%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5,7	12,5
REFAP	Diesel (47%); Gasolina (20%); Nafta (14%); GLP (7%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por meio de cabotagem	3,2	1,4
REGAP	Diesel (48%); Gasolina (24%); Combustível de Aviação (4%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, eventualmente, o estado do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro	1,7	6,0
REMAN	Gasolina (31%); Diesel (26%); Nafta (9%); Combustível de Aviação (7%); Óleo Combustível (15%)	Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Amapá e Pará	0,7	1,5
REPAR	Diesel (47%); Gasolina (27%); GLP (8%)	Paraná, Santa Catarina, Sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	2,9	1,9
REPLAN	Diesel (46%); Gasolina (21%); GLP (7%); Combustível de Aviação (3%)	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	6,7	12,9
REVAP	Diesel (32%); Gasolina (19%); Nafta (10%); Combustível de Aviação (10%); Óleo Combustível (14%)	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. Atende 80% da demanda de combustível de aviação do mercado paulista e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	3,3	12,0
RLAM	Diesel (30%); Gasolina (17%); GLP (5%); Óleo Combustível (39%)	Principalmente a região Nordeste do Brasil, seguida pela região Norte e o estado de Minas Gerais	— ⁽¹⁾	4,3
RPBC	Diesel (45%); Gasolina (25%); Óleo Combustível (13%); GLP (6%)	A maioria dos produtos é destinada à capital paulista. Parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,5	6,8
RPCC	Óleo Combustível (76%); Diesel (9%); Combustível de Aviação (5%); Gasolina (6%)	Rio Grande do Norte e Sul do Ceará	0,12	0,12
RNEST	Diesel (50%); Nafta (13%); Coque (8%); Óleo Combustível (27%)	Norte e Nordeste do Brasil	— ⁽²⁾	0,7

(1) O petróleo bruto é fornecido diretamente para fazendas de tanques RLAM de 4,1 mbbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.

(2) O petróleo bruto é fornecido diretamente às fazendas de tanques da RNEST de 5,1 mbbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.

Produzimos 1.828 mbb/d de derivados de petróleo em 2020, conforme mostrado no gráfico a seguir:

PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (MBBL/D)



Empreendimentos em andamento

Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o projeto GASLUB Itaboraí é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras concessionárias subjacentes. Com relação à UPGN, em 2019, todas as licitações críticas das utilidades foram concluídas com sucesso. Em 2020, alguns sistemas de utilidades foram concluídos com sucesso e a entrada em operação da unidade está prevista para 2022. Estamos estudando novas alternativas de projetos para a área do GASLUB Itaboraí que incluem a integração com a refinaria que opera em Duque de Caxias (REDUC) para a produção de lubrificantes básicos G-II e combustíveis de alta qualidade; e a construção de uma Usina Termelétrica a Gás Natural.



Organização Marítima Internacional

Em 2016, a Organização Marítima Internacional (“IMO”) decidiu reduzir o limite superior permitido para o teor de enxofre nos combustíveis marítimos (bunker oil) de 3,5% para 0,5% a partir de 1º de janeiro de 2020.

De 2017 ao primeiro trimestre de 2019, realizamos estudos e análises a fim de preparar nossas refinarias e logística para produzir e entregar um combustível compatível. Além disso, nossa crescente produção de petróleo do pré-sal tem baixo teor de enxofre, o que nos permite obter óleo combustível que já atende praticamente às especificações do bunker, sem a necessidade de adição de grandes quantidades de diluentes, o que nos dá uma vantagem competitiva no mercado global.

Temos uma vantagem competitiva na produção do combustível naval conforme IMO 2020, o que nos permite antecipar as tendências do mercado e satisfazer as necessidades dos nossos clientes.

No último trimestre de 2019, a demanda por LSFO aumentou em todos os portos onde oferecemos o produto enquanto os preços internacionais aumentaram significativamente.

Durante 2020, devido ao aumento do valor do óleo combustível de baixo teor de enxofre (LSFO), nós batemos três vezes os novos recordes de exportação do Brasil, o último em setembro, quando 1,14 milhão de toneladas métricas de óleo combustível (principalmente de grau LSFO) deixaram os portos brasileiros. Mesmo com o aumento das quantidades de exportação, em 2020, a média dos graus de LSFO do Brasil foi comercializada com um diferencial positivo em relação ao *Brent*.

Logística

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



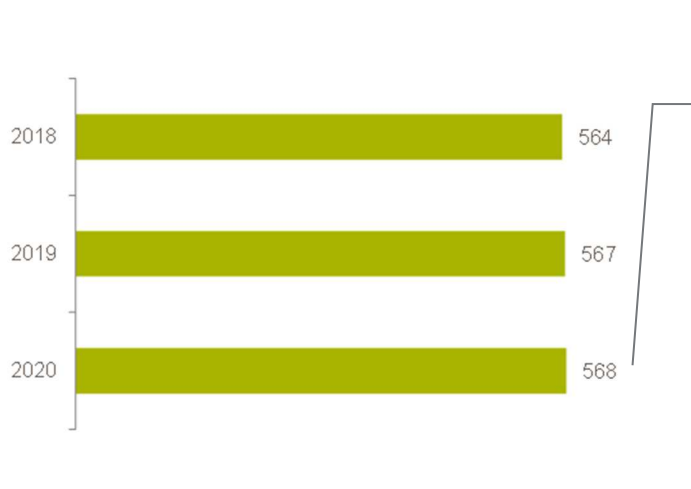
Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Transpetro.

A Transpetro é uma empresa de logística que realiza operações de armazenamento e movimentação de petróleo e seus derivados, etanol, gás e biocombustíveis para abastecimento de máquinas, termelétricas 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 os mercados brasileiro e mundial.

A operação abrange uma malha de 7.719 km de dutos e 44 terminais, sendo 24 marítimos e 20 terrestres. Os terminais têm uma capacidade nominal total de armazenamento de 10,24 milhões de m³. Em 2020, a Transpetro movimentou 568,4 milhões de m³ de petróleo e derivados, totalizando 8.227 operações com navios petroleiros e barcas de petróleo.

VOLUME MOVIMENTADO EM TERMINAIS E GASODUTOS (MILHÕES DE M³)



A economia brasileira está se recuperando mais rapidamente do que o esperado devido à forte atividade do agronegócio e ao estímulo econômico introduzido pelo governo brasileiro em resposta à pandemia de Covid-19. A retomada da demanda no mercado interno resultou na recuperação das vendas e da produção de derivados de petróleo, provocando o aumento da corrida nacional às refinarias e alavancando os volumes movimentados pela Transpetro. A demanda externa por petróleo bruto e óleo combustível também superou as estimativas, aumentando as operações de transbordo.

Em 2020, demos continuidade, em parceria com a Transpetro, à implantação do Programa de Proteção Integrada de Dutos (“Pró-Dutos”). O Pró-Dutos visa ampliar e integrar todas as ações que visam mitigar os riscos decorrentes de furto de combustível (torneiras clandestinas) em dutos terrestres. O escopo do programa é multidisciplinar e se concentra em seis áreas: inteligência, legislação, responsabilidade social, comunicação, tecnologia e contingência.

Além da nossa atenção à segurança operacional, buscamos trabalhar em cooperação com órgãos de inteligência e segurança pública para proteger a vida e o meio ambiente nas áreas em que operamos. Em 2020, novas rotas de dutos para transporte de GLP, nafta e petróleo foram colocadas em operação. Como resultado, esses produtos altamente inflamáveis agora são transportados para longe dos centros urbanos da região metropolitana de São Paulo, mitigando significativamente o risco à vida humana causado pelo furto de combustível dos dutos. Em 2020, foram roubados 4.973 m³ de petróleo e derivados, uma redução de 30% em relação a 2019. O número de furtos em 2020 chegou a 201, um pouco abaixo das 203 ocorrências de 2019.

Também lançamos uma nova e abrangente campanha publicitária para aumentar a conscientização pública sobre os riscos de roubo de combustível e para incentivar o público a denunciar ações criminosas por meio de nosso canal de comunicação. Além disso, continuamos a exercer nossos procedimentos de crise e respostas a emergências resultantes de roubo de combustível dos dutos. Por exemplo, em 2020, concluímos o primeiro exercício integrado de simulação de crise entre a Transpetro e nós.

TERMINAIS

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m³)
Alagoas	Maceió	Marítimo	58.266
Amazonas	Manaus (REMAN)	Marítimo	–
	Coari	Marítimo	81.705
	Candeias	Terrestre	36.472
	Itabuna	Terrestre	28.845
Bahia	Jequié	Terrestre	28.111
	Madre de Deus	Marítimo	663.582
Ceará	Mucuripe	Marítimo	–
Espírito Santo	Barra do Riacho	Marítimo	107.883
	Norte Capixaba	Marítimo	85.205
	Vitória	Marítimo	10.706
Distrito Federal	Brasília	Terrestre	72.309
Goiás	Senador Canedo	Terrestre	127.449
Maranhão	São Luís	Marítimo	78.895
Minas Gerais	Uberaba	Terrestre	54.615
	Uberlândia	Terrestre	47.226
Pará	Belém	Marítimo	48.100
Paraíba	Cabedelo	Marítimo	10.745
Pernambuco	Suape	Marítimo	108.713
Paraná	Paranaguá	Marítimo	204.499
	Ilha d' Água	Marítimo	179.150
	Angra dos Reis	Marítimo	1.004.861
	Campos Elíseos	Terrestre	547.243
	Ilha Redonda	Marítimo	81.833
	Japeri	Terrestre	37.729
Rio de Janeiro	Volta Redonda	Terrestre	29.649
	Guamaré	Marítimo	258.521
Rio Grande do Norte	Osório	Marítimo	842.100
	Niterói	Marítimo	26.978
Rio Grande do Sul	Rio Grande	Marítimo	101.408
	Biguaçu	Terrestre	37.916
	Itajaí	Terrestre	56.806
	Guaramirim	Terrestre	18.926
Santa Catarina	São Francisco do Sul	Marítimo	472.408
Sergipe	Aracaju	Marítimo	156.940
	Santos	Marítimo	382.561
	São Sebastião	Marítimo	2.041.906
	Barueri	Terrestre	206.262
	Cubatão	Terrestre	160.836
	Guararema	Terrestre	1.030.673
	Guarulhos	Terrestre	164.194
	Paulínia	Terrestre	274.349
	Ribeirão Preto	Terrestre	50.826
São Paulo	São Caetano do Sul	Terrestre	227.496
TOTAL	44	–	10.244.896

Em 2020, com o objetivo de otimizar a frota operacional e seguindo as melhores práticas do mercado naval, a Transpetro fez uma análise de seu portfólio de navios e decidiu se desfazer de ativos com mais de 25 anos. Dessa forma, a Transpetro elaborou um plano de desinvestimentos que terminará no primeiro semestre de 2021. Esse plano de ação resultou na redução da idade média da frota de 13,57 anos para 9,34 anos em 2020, além de melhorar o indicador de disponibilidade operacional.

Para mais informações sobre as embarcações fretadas ou de nossa propriedade e a Transpetro, consulte o Anexo 15.4 deste relatório anual.

Comercialização



Principais Fontes

Do fornecimento total de derivados de petróleo

1.828 mbb/d
Vem da produção de nossas refinarias

117 mbb/d
Foram importados



Consumo

Vendemos
Uma média de

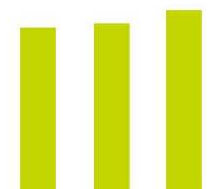
1.664 mbb/d
De derivados de petróleo para o mercado brasileiro

243 mbb/d
Para o mercado externo

87% das vendas totais de nossos derivados de petróleo foram destinadas ao mercado brasileiro e foram oriundas de nossas refinarias e importações.

Produção de derivados de petróleo (mbbl/d)

1.765 1.779 1.828



2018 2019 2020

Importação de derivados de petróleo (mbbl/d)

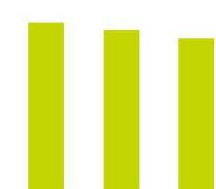
195 186 117



2018 2019 2020

Vendas no mercado brasileiro (mbbl/d)

1.807 1.754 1.664



2018 2019 2020

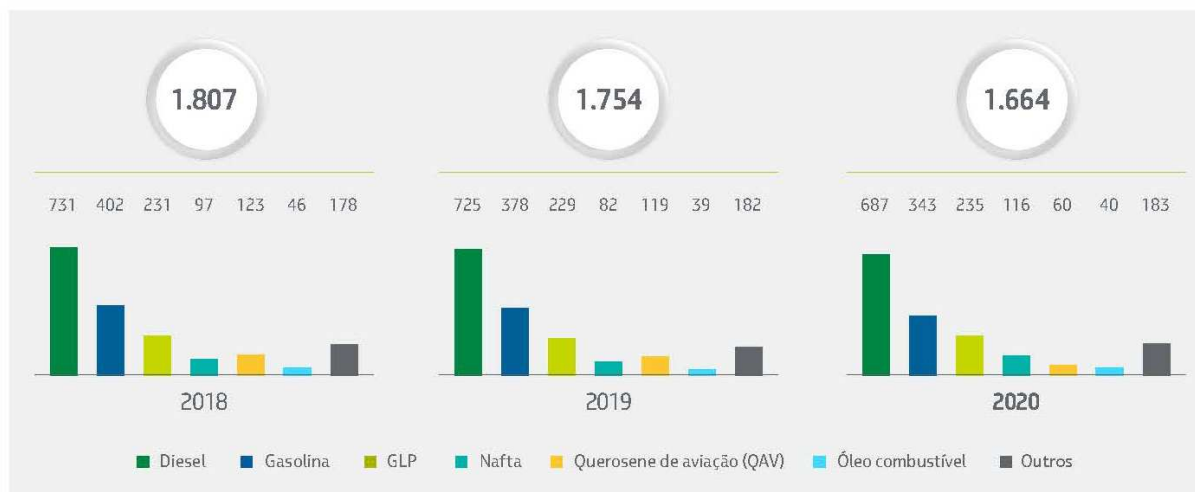
Exportação de derivados de petróleo (mbbl/d)

164 199 243



2018 2019 2020

VOLUME DE VENDAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PARA O MERCADO BRASILEIRO, POR PRODUTO E TOTAL NO ANO (MBBL/D)*



* Devido ao desinvestimento da Petrobras Distribuidora, os dados de 2018 não consideram suas vendas.



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). 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 ao biodiesel. Em março de 2020, o nível obrigatório de biodiesel no combustível aumentou de 11% para 12%. Porém, devido à falta de matéria-prima para a fabricação do combustível renovável, a agência reguladora nacional reduziu temporariamente esse percentual para 10% em setembro e outubro e para 11% em novembro e dezembro.

A queda nas vendas de diesel em 2020 está principalmente associada aos efeitos negativos da Covid-19 na economia e mobilidade e ao aumento das importações por outras empresas. No entanto, no segundo semestre de 2020, com o advento do auxílio emergencial governamental (por meio de um programa que distribui dinheiro para pessoas que tiveram a renda comprometida durante a pandemia), a economia brasileira se recuperou parcialmente, principalmente o setor de varejo, o que resultou no aumento da demanda por transporte de carga. O ano de sucesso no agronegócio, com safra recorde de grãos, também contribuiu para essa recuperação. Além disso, promovemos ações comerciais, como uma política de leilões específicos de diesel e gasolina para garantir a operacionalidade de nossos ativos aliada a uma rentabilidade adequada, o que elevou nossas vendas no segundo semestre de 2020 em 2,5% em relação ao mesmo período de ano anterior (8,2% no último trimestre).



Gasolina

A gasolina é um destilado de petróleo leve usado em veículos com motores de combustão interna com ignição por centelha (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 gás natural veicular “GNV” (vendido pelas distribuidoras diretamente aos postos). Em 2020, a participação da “gasolina A” no mercado brasileiro de Ciclo-Otto era de cerca de 50%.

O principal fator para a queda nas vendas de gasolina em 2020 foi a restrição de mobilidade imposta pela pandemia da Covid-19, que impactou fortemente o mercado brasileiro e nossas vendas desde as últimas semanas de março. No entanto, nos últimos meses de 2020, houve uma recuperação nas vendas de gasolina devido à flexibilização das medidas restritivas e à menor competitividade do etanol hidratado. Em 2020, a produção total de etanol sofreu uma redução significativa em relação a 2019 porque as usinas de cana-de-açúcar priorizaram a produção de açúcar, que foi mais rentável em 2020. No entanto, promovemos iniciativas comerciais que contribuíram para um aumento de 0,7% em nossas vendas no último trimestre de 2020, em relação ao mesmo período de 2019.



GLP

O gás liquefeito de petróleo (GLP) é um destilado leve composto por propano e butano. É utilizado como combustível para aparelhos de aquecimento, como equipamentos de cozinha, caldeiras rurais e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 80% do consumo de GLP é para cozinhar, cuja demanda é diretamente impulsionada pelo crescimento da população e da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente correlacionado com as temperaturas locais e a taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. O restante da demanda de GLP (20%) vem dos setores industrial e de serviços, cuja demanda é impulsionada pelo crescimento econômico.

O aumento nas vendas de GLP em comparação com 2019 pode ser atribuído principalmente ao efeito de isolamento e distanciamento social resultantes da pandemia de Covid-19, que começou em meados de março de 2020. O isolamento aumentou o consumo de GLP para cozinhar, já que as pessoas preparam mais as refeições em suas casas.



Querosene de Aviação (QAV)

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, os voos domésticos representam até 60% da demanda brasileira de QAV, e os 40% restantes da demanda de QAV vêm de voos internacionais. A demanda por QAV está fortemente relacionada ao crescimento do PIB, pois afeta diretamente a demanda por viagens – negócios e lazer.

As restrições de viagens impostas pela pandemia de Covid-19 levaram ao fechamento das fronteiras e à estagnação nas vendas de passagens aéreas. Em abril de 2020, por exemplo, o volume de vendas foi menos do que 10% comparadas ao ano anterior. No entanto, o mercado interno brasileiro está se recuperando fortemente e as vendas totais do derivado em dezembro de 2020 foram 64% superiores às do mesmo período de 2019.



Óleo Combustível

O óleo combustível é uma fração residual da destilação do petróleo. É utilizado nos setores industrial (principalmente empresas de metalurgia não ferrosa) e de geração de energia elétrica (usinas termelétricas). A demanda por óleo combustível para consumo industrial depende principalmente do crescimento do PIB e da disponibilidade de gás natural (seu principal produto concorrente). As termelétricas 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 2020, o uso industrial de óleo combustível representava cerca de 90% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representava apenas 10%.

Apesar dos efeitos adversos na indústria devido à pandemia de Covid-19, as vendas de óleo combustível aumentaram em 2020. O principal consumidor, uma indústria localizada na cidade de Barcarena (PA), operou normalmente em 2020, enquanto as atividades na cidade foram reduzidas até meados de maio de 2019 por questões ambientais (só depois disso as operações foram totalmente retomadas). Houve vendas de combustíveis para as unidades térmicas complementares apenas no último trimestre de 2020, fato que gerou um crescimento significativo nas vendas naquele período.



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 eteno, propeno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

O crescimento expressivo das vendas de nafta em 2020 está associado à redução das importações do produto pela Braskem nos polos da Bahia e do Rio Grande do Sul, resultando no aumento da oferta do produto por nossas refinarias.

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

VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (MBBL/D)

	2020	2019	2018
Total de derivados de petróleo	1.663	1.738	1.787
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	8	7	17
Gás natural	292	350	345
Mercado brasileiro total	1.963	2.095	2.149
Exportações ⁽¹⁾	957	735	594
MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES	2.920	2.830	2.743

(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. Tradicionalmente, um petróleo bruto mais leve tem um valor melhor do que um mais pesado, pois pode 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 estes brutos são processados em refinarias de hardware de alta complexidade. Além disso, o petróleo bruto com baixo teor de enxofre poderia ter uma expectativa de valor melhor do que o petróleo com maior teor de enxofre se ambos tivessem rendimentos e propriedades físicas semelhantes. Diferentes refinarias atribuem valores distintos a um mesmo petróleo bruto, dependendo de sua capacidade de conversão e dos derivados que pretendem produzir para abastecer seu mercado específico. As refinarias podem processar uma grande variedade de petróleos brutos, o que os torna concorrentes entre si.

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

Os derivados de petróleo refinado são commodities e seus preços no mercado global são impulsionados pelo equilíbrio entre oferta e demanda, preço 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 refinado. É um tipo de margem bruta de processamento específico do setor. O "crack" referido é um termo da indústria para quebrar o petróleo bruto em produtos componentes, incluindo gases como propano, combustível de aquecimento, gasolina, destilados leves como combustível de aviação, destilados intermediários como combustível diesel e destilados pesados como graxa. Normalmente, um crack é definido em termos de um produto específico versus um petróleo bruto específico. Por exemplo, o crack do diesel em relação ao 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 derivados refinados nem sempre estão em perfeita sincronização. Dependendo da sazonalidade e dos estoques globais, entre outros fatores, a oferta e a demanda por determinados destilados 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 refinado são comercializados globalmente e podem ser transportados entre mercados, os preços em todo o mundo tendem a flutuar juntos, sujeito às condições locais.

Diesel e Gasolina

Os preços do óleo diesel e da gasolina no mercado brasileiro são definidos levando-se em consideração o preço de paridade de importação e as margens para remunerar os riscos inerentes à operação.

Os 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.

Em 2020, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em reduções de preços de 4,1% para a gasolina e 13,2% para o diesel, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2020 com os vigentes em 31 de dezembro de 2019.

GLP

Em agosto de 2019, os preços do “GLP residencial” passaram a adotar o preço de paridade de importação como referência, semelhante à política do “GLP industrial/comercial”. Isso permitiu um maior alinhamento de preços para os dois segmentos. Em novembro de 2019, equalizamos os preços para uso residencial e industrial/comercial. Em março de 2020, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) revogou a base legal que permitia a diferenciação de preços por segmento.

Os reajustes de preços são feitos sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análises dos ambientes interno e externo.

Em 2020, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em aumentos de preços de 21,9% para o GLP, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2020 com os vigentes em 31 de dezembro de 2019.

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 algum petróleo bruto leve para equilibrar o quadro de nossas refinarias e exportamos principalmente petróleo bruto médio de nossa produção no Brasil. Além disso, continuamos a importar derivados de petróleo para equilibrar qualquer déficit entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado para cada produto.

Em 2020, as exportações líquidas aumentaram 362.000 bbl/d, atingindo 743.000 bbl/d. Esse aumento decorreu do recorde nas exportações de petróleo, 33% superior a 2019, e do aumento das exportações de óleo combustível para formulação de *bunker* devido à valorização ocasionada pela entrada de IMO 2020. Além disso, houve queda nas importações de diesel e gasolina devido ao impacto negativo no consumo causado pela pandemia de Covid-19.

EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS (MBBL/D)

	2020	2019	2018
Exportações			
Petróleo bruto	713	536	428
Óleo combustível	194	133	121
Outros derivados de petróleo	50	66	43
Total de exportações	957	735	592
Importações			
Petróleo bruto	97	168	154
Diesel	18	70	59
Gasolina	10	28	19
Outros derivados de petróleo	89	88	117
Total de importações	214	354	349

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 localizadas nos principais centros comerciais globais de petróleo e derivados, como Londres, Houston e Cingapura e Roterdã e são compostas por petróleo bruto e comerciantes de produtos, transportadores e operadores de suporte.

Um de nossos negócios mais representativos em termos de volume e lucratividade é a comercialização de petróleo bruto. Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e no mercado à vista. Em 2020, 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 100.000 bbl/d.

Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para várias empresas de distribuição no Brasil. Até julho de 2019, tínhamos 71,25% de participação na BR Distribuidora (“BRDT”), uma das maiores distribuidoras do país. Como resultado da uma oferta pública secundária (*follow-on*) encerrada em julho de 2019, tínhamos uma participação de 37,5% na BRDT em 31 de dezembro de 2020.

Em agosto de 2020, nosso Conselho de Administração aprovou a proposta de venda de nossa participação remanescente de 37,5% no capital social da BRDT, por meio de uma oferta pública secundária (*follow-on*). A data de lançamento da oferta será definida posteriormente e está sujeita, entre outras, às condições de mercado, à aprovação de nossos órgãos internos (principalmente no que se refere ao preço), e à análise da CVM e demais órgãos reguladores e órgãos de autorregulação, nos termos da legislação aplicável.

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

Está em vigor um contrato de licença de marca registrada por 10 anos que concede à BRDT uma licença não exclusiva, paga e temporária sobre certas marcas comerciais registradas que possuímos, incluindo, mas não se limitando a “Petrobras”, “Petrobras Podium”, “Petrobras Premmia”, “De Olho no Combustível”, “BR Aviation” e “Petrobras Grid”. O contrato de licença de marca foi renegociado antes do seguinte, para incorporar as alterações necessárias para ambas as empresas. Foi assinado em 2019 e é renovável por um período adicional de 10 anos. Nos termos deste contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de postos de serviço e aviação, para os quais a BRDT usará exclusivamente as marcas por nós licenciadas. A BRDT também deve usar exclusivamente nossas marcas licenciadas no setor de óleo & gás e biocombustíveis. Enquanto isso, durante a vigência do contrato de licença de marca, nos comprometemos a não operar nos postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de "posto de serviço" nos termos deste contrato é qualquer instalação onde produtos e serviços de óleo e gás e/ou serviços relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não), destinados a abastecer veículos automotores e embarcações, são oferecidos à Empresas para atender consumidores (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

Em 2020, atuamos no engarrafamento, distribuição e comercialização de GLP por meio de nossa subsidiária Liquegás Distribuidora S.A. (“Liquegás”). Em linha com nossos objetivos de otimizar nosso portfólio, melhorar nossa alocação de capital e criar valor para nossos acionistas, concluímos a venda da totalidade de nossa participação na Liquegás em dezembro de 2020.

Para mais informações sobre a venda de nossa participação acionária na Liquegás, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Para mais informações sobre clientes de derivados de petróleo, consulte “Nossos negócios – Produção - Clientes e Concorrentes” neste relatório anual.

Também participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul, como segue:

- **Colômbia:** Nossas operações por meio da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 123 postos de serviço e uma planta de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m³/ano. Em março de 2020, anunciamos o início do processo de desinvestimento da PECOCO;

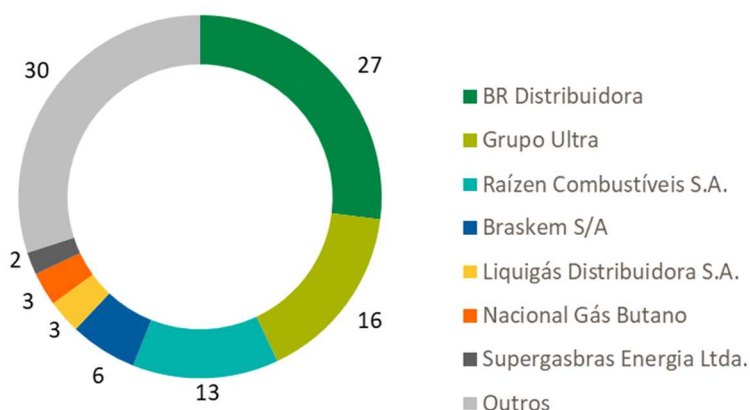
- **Uruguai:** Tínhamos 88 postos de serviço. Em fevereiro de 2021, vendemos nossa participação na PUDSA e encerramos a operação neste país.
- **Chile:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca neste país, 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;
- **Paraguai:** Até 8 de março de 2019, nossas operações incluíam 201 postos de serviço; distribuição e venda de combustível em três aeroportos e uma planta de reabastecimento de GLP. Nossas operações foram vendidas para a Paraguay Energy, uma subsidiária do Grupo Copetrol. O contrato de venda também incluiu o licenciamento para 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.

Clientes e Concorrentes

Interagimos com cerca de 470 clientes no Brasil, no que diz respeito aos derivados líquidos, sete dos quais respondem por 70% do volume total comercializado.

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 13 refinarias no Brasil e uma unidade de industrialização de xisto (“SIX”). A SIX é apresentada na seção Industrialização de Xisto deste relatório anual.

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 no Brasil e SIX.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação aos 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 2020, nossa participação nos mercados de diesel e gasolina diminuiu em relação ao ano anterior, principalmente devido ao aumento das importações de terceiros. No caso específico da gasolina, a demanda também refletiu a competição com um produto substituto, o etanol hidratado, que registrou forte aumento no consumo ao longo de 2020.

Outras Atividades

Petroquímicos

Atuamos no setor petroquímico por meio das seguintes empresas:

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS PETROQUÍMICAS NO BRASIL E SEUS PRINCIPAIS PRODUTOS

Companhia/Principais produtos	Localização	Capacidade nominal (mmt/ano)	Nossa participação	Outra participação
Braskem				
Etileno	Bahia	5,00	36,15%	Novonor (38,32%); Others (25,53%)
Polietileno		4,11		
Polipropileno		4,50		
DETEN Química S.A.				
LAB ⁽¹⁾	Bahia	0,22	27,88%	Petresa (69,78%); Others (2,34%)
LABSA ⁽¹⁾		0,12		
METANOR S.A./COPENOR S.A.⁽²⁾				
Formaldeído	Bahia	0,09	34,34%	GPC –Grupo Peixoto de Castro (45,22%); Tesouraria (0,59%); Others (20,44%)
Hexamina		0,01		
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.				
Catalisadores	Rio de Janeiro	0,04	50,00%	Albemarle (50,00%)
Aditivos		0,01		
PETROCOQUE S.A.				
Coque de petróleo calcinado	São Paulo	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Matéria-prima para produção de detergentes biodegradáveis.

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

Industrialização de Xisto

Operamos o processamento de xisto por meio de 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 cobre todas as etapas do processo de fabricação. Os produtos obtidos no processamento do xisto são óleo combustível, nafta, gás combustível, gás liquefeito, enxofre e insumos para pavimentação que são utilizados por diversos setores, como cerâmica, refinarias de petróleo, cimenteiras, usinas de açúcar e empreendimentos agrícolas. O processo também produz água de xisto, que é um insumo usado na formulação de fertilizantes foliares.

Os óleos combustíveis obtidos a partir do xisto são adequados para consumo industrial nos centros urbanos, pois são altamente fluidos, muito fáceis de manusear e dispensam a necessidade de pré-aquecimento. Isso permite a redução dos custos operacionais de queima e, como tal, é ideal para climas frios.

Na condução de nossa operação, trabalhamos na recuperação de áreas mineradas por meio de um programa ambiental que consiste no reflorestamento com espécies nativas e na devolução da fauna para áreas reabilitadas.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em 2019 assinamos um compromisso com o CADE que consolidou nosso entendimento sobre a realização de desinvestimentos de ativos de refino no Brasil e iniciamos os processos de desinvestimento de sete unidades de refino (Reman, Lubnor, Rnest, Rlam, Regap, Repar e Refap) e da SIX.

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

Biocombustíveis



BioRefino 2030

Em 2020, lançamos o Programa BioRefino 2030, que visa transformar o parque de refino em sincronia com uma economia de baixo carbono e antecipa projetos de geração de combustíveis novos, modernos e sustentáveis, como diesel renovável e biojet.

O diesel renovável é um biocombustível avançado, produzido a partir de óleos vegetais usando nossa tecnologia proprietária HBIO. O combustível resultante apresenta a mesma estrutura do óleo diesel convencional. De acordo com relatórios da Associação dos Produtores de Biodiesel (APROBIO), esse novo combustível reduz a emissão de gases de efeito estufa em 70% em relação ao óleo diesel mineral e em 15% em relação ao biodiesel de éster. O diesel renovável também é livre de contaminantes e não causa nenhum dano aos motores, aumentando efetivamente a vida útil do veículo e reduzindo os custos de

transporte. A autorização para comercialização desse biocombustível no Brasil dependerá de nova regulamentação a ser editada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O BioQAv, ou combustível biojet, será usado mundialmente para reduzir a emissão de gases de efeito estufa no setor de aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) e será obrigatório no Brasil em 2027. O processo produtivo do BioQAv, por meio da hidrogenação, utiliza as mesmas matérias-primas necessárias para a produção do diesel renovável e produz o diesel renovável (HVO) como coproduto.

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

O Brasil é líder global no uso e produção de biocombustíveis. O teor de etanol anidro exigido para a gasolina vendida no Brasil é de 27%.

Historicamente, o Brasil é um grande produtor de etanol e açúcar e algumas empresas que atuam nesse mercado vendem o excedente de eletricidade gerado a partir da queima do bagaço da cana.

Há mistura obrigatória de 13% de biodiesel em todo o diesel vendido no Brasil a partir de março de 2021, com aumentos graduais programados de 1% ao ano, até atingir os 15% obrigatórios em 2023. A P BIO detinha 50% de participação na BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. ("BSBios"), que possui duas usinas de biodiesel. Em fevereiro de 2021 anunciamos a venda da participação integral da P BIO na BSBios para a RP Participações em Biocombustíveis S.A. ("RPBio"), que detém os outros 50% da BSBios. A P BIO possui três usinas de biodiesel para suas próprias operações. No entanto, a usina de biodiesel Quixadá, uma de nossas unidades próprias, está em estado de hibernação desde novembro de 2016. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas em operação é de 8,63 mbbbl/d. Em 2020, atendemos 4,81% da demanda brasileira de biodiesel, de acordo com a ANP.



Principais Ativos

	2020	2019	2018
Biocombustíveis			
Unidades de produção de biodiesel - P BIO	3	3	3
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - P BIO	10,5 ⁽¹⁾	10,0 ⁽¹⁾	8,2 ⁽¹⁾
Unidades de produção de biodiesel - BSBios	2	2	2
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - BSBios	14,3 ⁽²⁾	12,1 ⁽²⁾	9,9 ⁽²⁾

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

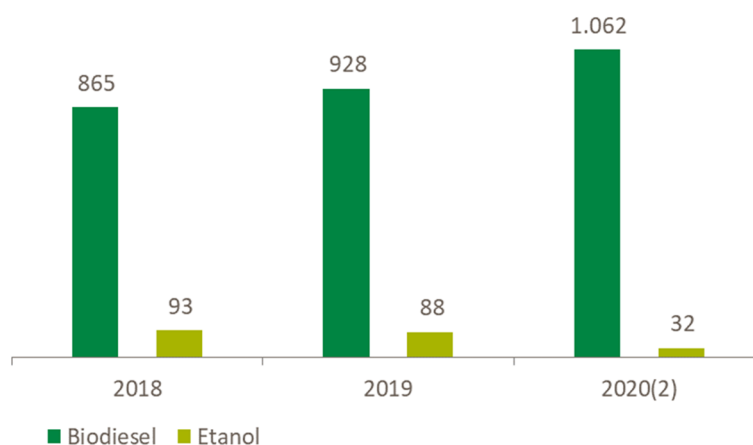
(2) Inclui a capacidade total de produção em duas fábricas nas quais temos 50% de participação por meio da BSBios Sul Brasil.

Com relação aos desinvestimentos, em julho de 2020, anunciamos a venda da totalidade da participação da PBIO na Bambuí Bioenergia S.A. (Bambuí). Essa participação representava 8,40% das ações da Bambuí, e foi vendida para a Turdus Participações S.A. (Turdus), que detinha os 91,60% restantes do capital da empresa. No entanto, Turdus e Bambuí iniciaram um processo de arbitragem contra a PBIO. Em fevereiro de 2021, também anunciamos a venda de toda a participação da PBIO na BSBios para a RPBio. Além disso, estamos em processo de alienação de nossa participação na PBIO. Em setembro de 2020, anunciamos o início da fase vinculante da alienação da totalidade de nossas ações nesta subsidiária integral.

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

De acordo com nosso Plano Estratégico, decidimos sair do mercado de produção de biodiesel e etanol. Mesmo assim, estamos trabalhando para produzir diesel renovável e BioQav, em resposta às políticas de sustentabilidade da matriz energética brasileira. Celebramos diversas transações estratégicas para esse fim.

PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS ⁽¹⁾ (MIL M³)



- (1) Inclui 100% do volume da nossa investida pelo método de equivalência patrimonial (produção líquida da PBIO no biodiesel considerando a participação da PBIO na investida foi 68,4% em 2018, 67,4% em 2019 e 64,5% em 2020).
- (2) A produção de etanol considera o período até 10 de julho de 2020, quando vendemos nossa participação na Bambuí, nossa investida, neste segmento (produção líquida da PBIO em etanol foi de 8,4% do total).

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 106,15 milhões de m³/d de gás natural no Brasil. Comercializamos esse gás natural, juntamente com o gás importado da Bolívia e o LNG adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termelétricas.

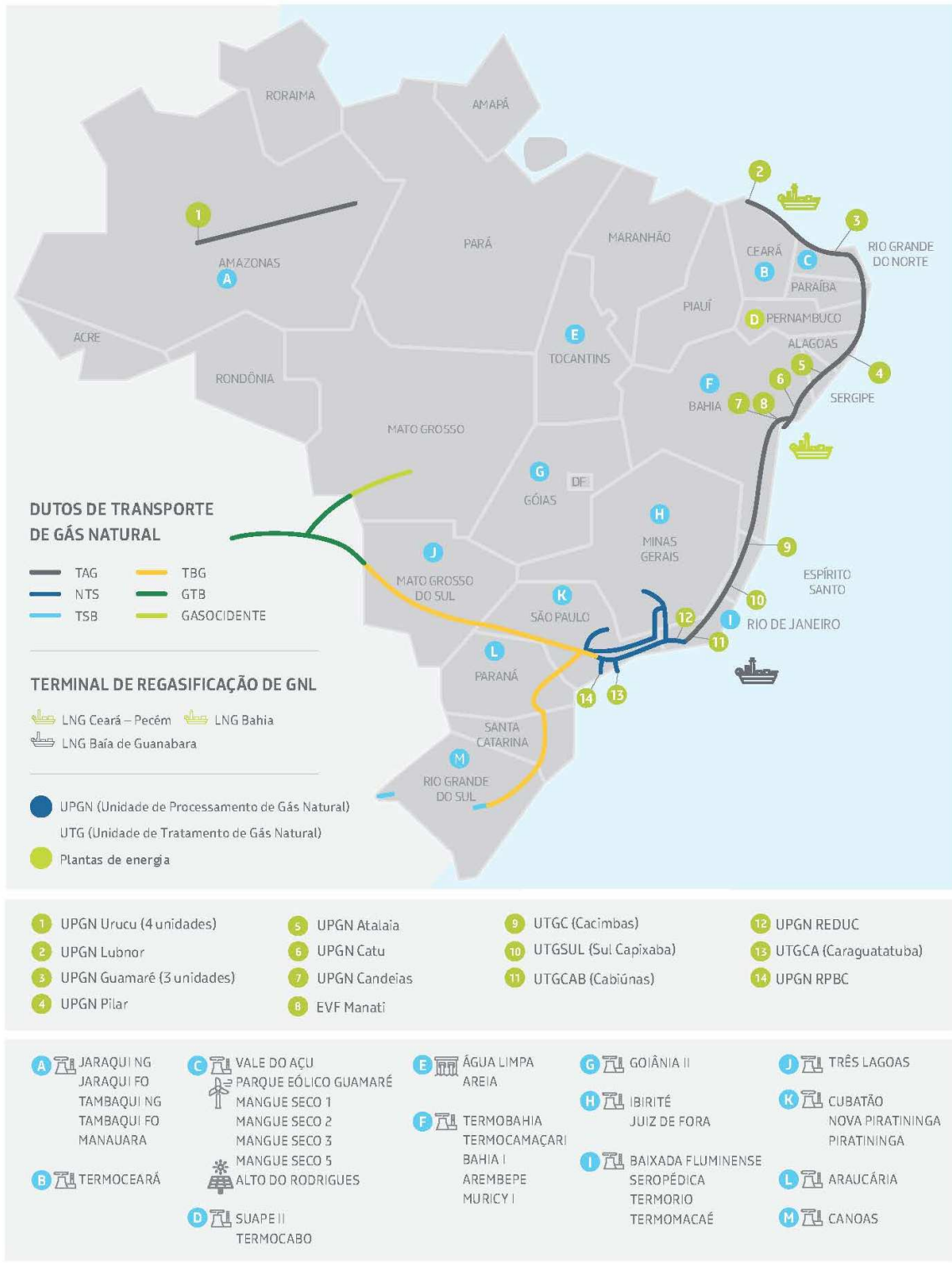
Também atuamos na geração e comercialização de energia elétrica por meio de usinas termelétricas movidas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível.



Principais Ativos

	2020	2019	2018
Gás natural			
Gasodutos no Brasil (km)	4.686 ⁽¹⁾	9.190	9.190
Unidades de Processamento	22	22	23
Brasil	19	19	20
Bolívia	3	3	3
Capacidade de processamento (milhões de m ³ /dia)	149	149	149
Brasil	105	105	105
Bolívia	44	44	44
Terminais de regaseificação	3	3	3
Capacidade de regaseificação (milhões de m ³ /dia)	47	47	47
Energia			
Número de usinas termelétricas	20	20	20
Capacidade instalada (mil MW)	6,1	6,1	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.



Termoelétrica
 Eólica
 Fotovoltaica
 Pequena Hidroelétrica

Gás natural

Nosso segmento de Gás e Energia compreende o processamento, transporte e distribuição de gás, regaseificação de LNG (Ceará, Bahia e Rio de Janeiro), geração de energia a gás, a óleo e a combustível flexível.

A estratégia do segmento de gás e energia é:

- Atuar de forma competitiva na comercialização do gás natural próprio;
- Otimizar o portfólio termoelétrico, com foco no autoconsumo e na comercialização de gás natural próprio; e
- Sair completamente da distribuição e transporte de gás.

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 termelétrica.

Nossas UPGNs estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo no Brasil e também na Bolívia, onde temos capacidade para processar gás natural em suas formas gasosas e condensadas.

A atual capacidade de processamento e produção de nossas UPGNs no Brasil é:

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNs NO BRASIL

Localização	Número de unidades	Capacidade de processamento de 2020 (milhões de m³/d)	2020			2019			2018			
			Gás natural não processado (milhões de m³/d)	Gás natural processado (milhões de m³/d)	GLP (milhares de t/d)	Gás natural não processado (milhões de m³/d)	Gás natural processado (milhões de m³/d)	GLP (milhares de t/d)	Gás natural não processado (milhões de m³/d)	Gás natural processado (milhões de m³/d)	GLP (milhares de t/d)	
UTGCAB	Rio de Janeiro	1	24,60	22,58	17,54	0,98	23,37	17,35	0,71	22,15	17,85	0,61
UTGCA	São Paulo	1	20,00	12,43	11,84	0,62	14,68	14,03	0,70	11,47	10,95	0,47
UTGC	Espírito Santo	1	18,10 ⁽¹⁾	3,98	3,50	0,59	4,89	4,36	0,82	6,41	5,83	0,92
UTGSUL	Espírito Santo	1	2,50	0,48	0,46	–	0,58	0,57	–	1,01	0,96	–
REDUC	Rio de Janeiro	1	5,00	1,05	0,93	0,05	1,46	1,02	0,06	1,02	0,71	–
RPBC	São Paulo	1	2,00	0,08	–	–	0,46	0,43	–	0,52	0,37	–
LUBNOR	Ceará	1	0,35	–	–	–	–	–	–	–	–	–
URUCU	Amazonas	4	12,20	11,61	10,81	1,08	12,10	11,56	1,21	12,32	11,45	1,26
GUAMARÉ	Rio Grande do Norte	3	5,7	0,69	0,63	0,1	1,36	1,25	0,15	1,45	1,34	0,16
PILAR	Alagoas	1	1,8	1,24	1,20	0,07	1,24	1,19	0,07	1,40	1,34	0,10
ATALAIA	Sergipe	1	3,00	0,21	0,20	0,02	0,78	0,73	0,06	0,83	0,76	0,08
CATU	Bahia	1	2,00	1,22	1,06	–	1,57	1,45	–	1,71	1,58	–
CANDEIAS	Bahia	1	2,90	–	–	–	–	–	–	–	–	–
EVF	Bahia	1	6,00	2,32	2,20	–	3,54	–	–	4,80	–	–
MANATI	Bahia	1	6,00	2,32	2,20	–	3,54	–	–	4,80	–	–
TOTAL		19	106,15	57,89	50,37	3,51	66,33	53,95	3,78	65,09	53,16	3,60

- (1) O projeto da unidade UTGC foi estimado em uma riqueza de gás de aproximadamente 14%. No entanto, apresentou uma riqueza aproximada de 8,5%. Assim, surgiu a oportunidade de aumentar a capacidade nominal da planta sem impactar o processo, pois a riqueza real era menor que a projetada.



Logística

Utilizamos um sistema de dutos para transportar o gás natural das usinas 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 S.A. (12%); GTB –TBG Holdings S.A.R.L. (8%)
Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS")	2.043	10%	Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações (FIP) (82,35%); Investimentos Itaú S.A. (Itaúsa) (7,65%)
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	4.686	—	

Em julho de 2020, vendemos nossa participação remanescente de 10% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), com o grupo formado pela ENGIE e CDPQ.

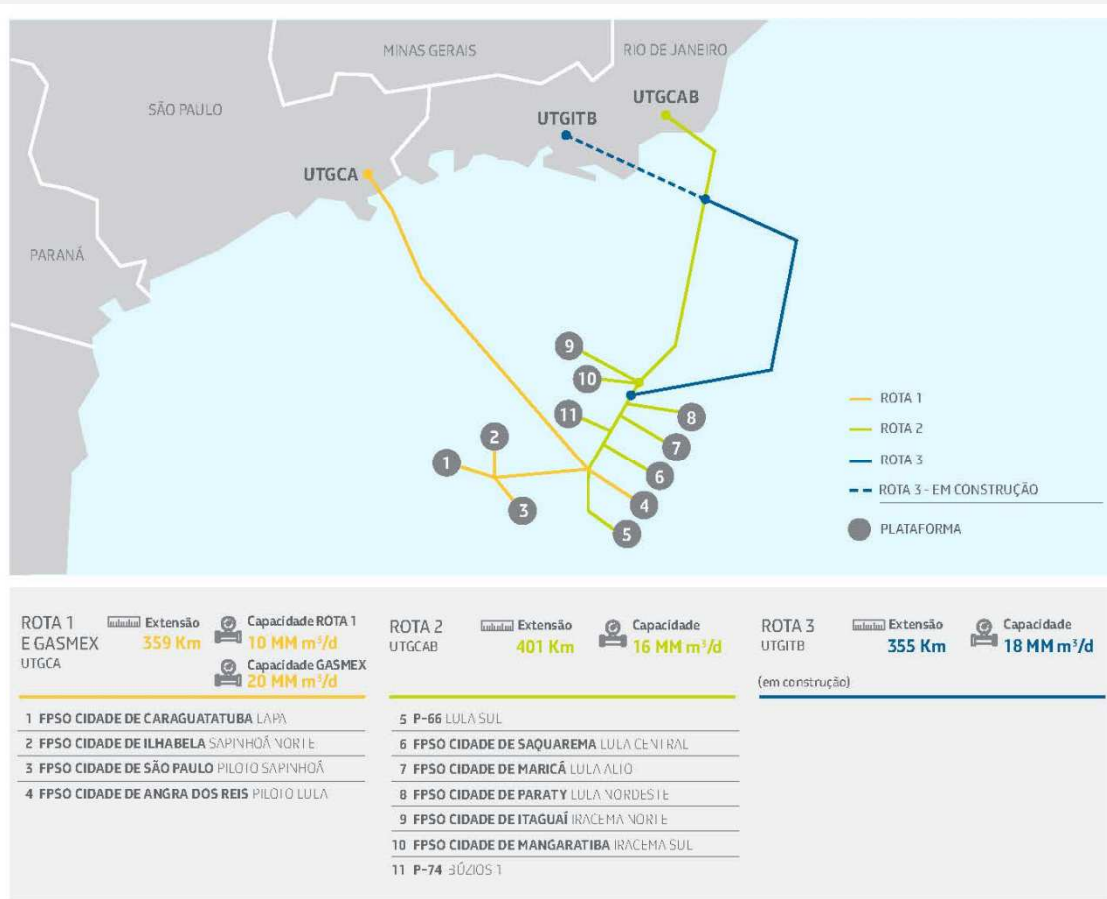
Em março de 2020, anunciamos o início do processo de desinvestimento de nossa participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

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"), que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.



O Gás do Pré-Sal



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 rotas submarinas de escoamento integradas 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 para escoar até 20 milhões de m³/d de gás produzido no pré-sal da Bacia de Santos. Nós possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes.

ROTA 2: O gasoduto de 401 km liga o pré-sal da Bacia de Santos ao ativo de processamento da UTGCAB, na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Tinha uma capacidade inicial de escoamento de até 13 milhões de m³/d, depois aumentou para 16 milhões de m³/d. Em julho de 2019, a ANP autorizou o gasoduto a operar com 20 milhões de m³/d. Nós possuímos 65% da Rota 2 Tupi-Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes. Nós possuímos 55% da Rota 2 Cernambi-TECAB, a Shell possui 25%, Petrogal possui 10% e Repson possui os 10% restantes.

ROTA 3: O gasoduto de 355 km conectará o pré-sal à planta de processamento de gás natural localizada em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, para o escoamento de até 18 milhões de m³/d. 307 km do gasoduto serão offshore e 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, o que aumentará a oferta de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) ao mercado. A construção da Rota 3 está prevista para começar em 2022. Somos proprietários de 100% da Rota 3.

As unidades recém-instaladas e futuras do pré-sal da Bacia de Santos serão progressivamente conectadas à Rota 2 (P-66, P-69, P-68, P-76) e à Rota 3 assim que entrarem em operação (P-67, P-75, P-77, P-70, FPSO Carioca e FPSO Almirante Barroso). Todos os projetos poderão fluir por qualquer uma das três rotas de fluxo, uma vez que o sistema esteja totalmente implementado.

Comercialização e Vendas

O volume total de gás natural vendido por nós em 2020 foi de 68,3 milhões de m³/d. O volume de nosso consumo de gás natural para clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, comerciais e de varejo em 2020 foi de 54,7 milhões de m³/d, representando uma pequena redução de aproximadamente 11% em relação a 2019. Essa diminuição é atribuída principalmente à pandemia de Covid-19.

Em 2020, o consumo de gás natural por nossas refinarias e fábricas de fertilizantes foi de 13,5 milhões de m³/d, mesmo patamar de 2019.

Abaixo apresentamos nossas fontes e consumo em 2020:



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

Abertura do mercado de gás

Em julho de 2019, firmamos 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 suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo tribunal do CADE para apuração de nosso negócio de gás natural. O contrato firmado em julho de 2019 também contém o nosso compromisso de desinvestir as seguintes participações societárias: (i) nossa participação de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS); (ii) nossa participação de 10% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (iii) nossa participação de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG); e (iv) nossa participação indireta nas empresas de distribuição de gás, seja por meio da venda de nossa participação de 51% na Gaspetro, seja pela venda de nossa participação indireta nas empresas de distribuição. Em 2020, iniciativas adicionais foram implementadas e para 2021 estão previstas outras iniciativas, que constam do infográfico abaixo.

Adicionalmente, demos início ao Programa GAS + que visa implementar ações que aumentem nossa competitividade no segmento de gás natural, dentro do atual cenário de abertura de mercado no Brasil. Com este programa, lançaremos novos produtos comerciais e novas formas de relacionamento com os clientes, novas ferramentas (como contratos digitais e vendas por meio de plataformas automatizadas), novos modelos de negócios (como acesso negociado à infraestrutura de escoamento e processamento de gás em nosso Gás Unidades de Tratamento), além de direcionar o portfólio para ativos de alta performance.

O Programa Gás + também inclui iniciativas para agregar eficiência e rentabilidade ao nosso segmento de Gás e Energia, contribuindo para nosso alto desempenho em um mercado competitivo.

Também prevê a incorporação de iniciativas de transformação digital, trazendo o avançotecnológico como um importante recurso para melhoria de desempenho em todos os processos, sejam industriais ou empresariais.




ABERTURA DO MERCADO DE GÁS

Cumprimento integral dos compromissos firmados com o CADE, antecipando os prazos inicialmente acordados.

Ações concluídas

- JUL/19** ● Fim dos contratos exclusivos de transporte de gás natural.
- SET/19** ● Celebração do Termo de Compromisso com a ANP no âmbito da Chamada Pública TBG
- Indicação das capacidades necessárias de injeção e retirada* para o sistema de transporte TAG e NTS.
- DEZ/19** ● Disponibilização de minuta de contrato de serviços de processamento de unidades de tratamento de gás.
- Contrato de Transição no âmbito do contrato de fornecimento de gás natural com YPFB.
- JAN/20** ● Nomeação de membro independente do Conselho de Administração da TAG, TBG, Gaspetro, NTS e TSB.
- Contratação de Agente Fiduciário de Monitoramento para acompanhar o cumprimento dos termos do CADE.
- FEV/20** ● Divulgação da alienação integral de nossa participação acionária de 51% na Gaspetro.
- MAR/20** ● Conclusão da negociação com a YPFB para alteração das condições comerciais relativas à aquisição de gás natural.
- Divulgação do desinvestimento dos 10% de participação restante na NTS.
- JUL/20** ● Desinvestimento de nossa participação de 10% na TAG (Fechamento).
- SET/20** ● Edital de arrendamento do Terminal de Regaseificação na Bahia.
- OUT/20** ● Assinatura do Sistema Integrado de Gasodutos e do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural, para que as empresas possam comercializar seus volumes produzidos de gás natural diretamente aos consumidores.
- Oferta vinculante para desinvestimento da Gaspetro.
- Resposta da NTS sobre as capacidades indicadas pela Petrobras.
- DEZ/20** ● Aceitação pela Petrobras das capacidades indicadas.
- Divulgação da venda de nossa participação acionária de 51% na TBG.

Ações em andamento em 2021

-  Negociações com a TAG quanto à indicação das capacidades para o sistema de Entrada/Saída.
-  Arrendamento do Terminal de Regaseificação na Bahia.
-  Desinvestimento da NTS e GASPETRO.
-  Definição do modelo de desinvestimento total da TBG.
-  Negociação de acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás.
-  Negociação de acesso de terceiros às estações de tratamento de gás.

* Como parte dos compromissos assumidos com o CADE, com o objetivo de ampliar a abertura de mercado, a Petrobras deixa de ser o embarcador exclusivo, passando a indicar as necessidades de injeção e retirada de gás natural em diferentes locais, permitindo que as transportadoras ofereçam a outros embarcadores o acesso a a capacidade restante do gasoduto.

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

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

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*. Isso representa 66% dos volumes de demanda total. As fórmulas de preço sob esses contratos estão alinhadas principalmente com os preços do petróleo *Brent* e do dólar americano. Eles foram negociados sob a nova Lei do Gás.

Em 2020, renegociamos alguns contratos de venda de gás natural de médio prazo existentes com empresas de distribuição de gás natural locais a fim de promover ajustes às condições comerciais sob medida para demandas específicas do mercado. Por fim, negociamos com 12 distribuidoras locais que representam 46% do mercado de gás natural não termelétrico e elas foram negociadas pela nova política de gás.

Quando iniciamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (“GASBOL”) em 1996, celebramos um Contrato de Fornecimento de Gás de longo prazo (“GSA”), com a estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”), para comprar determinados volumes mínimos de gás natural a preços vinculados ao preço global do óleo combustível até 2019. Em 2020, o contrato poderá ser prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB. Estimamos que o contrato será prorrogado pelo menos até maio de 2024 nos termos existentes.

Em dezembro de 2019, assinamos um acordo de transição com a YPFB no âmbito do GSA que define um período de transição (de 1 de janeiro de 2020 a 10 de março de 2020), durante o qual continuamos o processo de negociação em andamento. Nosso objetivo é alterar certas condições comerciais de acordo com o processo de abertura do mercado brasileiro de gás natural e o novo contexto do mercado boliviano.

Após o acordo de transição, em março de 2020, nós e a YPFB assinamos uma nova alteração ao GSA (Alteração Oito), que se refere ao volume de gás inicialmente contratado que ainda não foi entregue pela YPFB até 31 de dezembro de 2019. Essa alteração prevê a redução (i) da obrigação de fornecimento da YPFB para nós do volume atual de 30,08 milhões de m³/d para 20 milhões de m³/d e (ii) nossa obrigação de *take-or-pay* do volume atual de 24,06 milhões de m³/d (base anual com possibilidade de reposição) para 14 milhões de m³/d (base diária sem possibilidade de reposição), sem qualquer alteração na fórmula do preço do gás, permitindo assim que o volume excedente de gás natural seja comercializado diretamente pela YPFB com outros agentes de mercado no Brasil.

Portanto, a assinatura desta alteração reafirma nosso compromisso com a abertura do mercado brasileiro de gás natural, estimulando sua competição por meio do incentivo à entrada de novos agentes no mercado.

Além disso, em 21 de março de 2020, invocamos força maior em relação ao GSA devido aos impactos na demanda de gás natural causados pela pandemia de Covid-19 e a consequente declaração de força maior por todas as empresas distribuidoras locais de gás natural no Brasil em relação aos seus próprios contratos conosco. Como resultado, quaisquer pagamentos de obrigações *take-or-pay* foram suspensos até o final deste evento que ocorreu em 31 de agosto de 2020. Após essa data, o GSA voltou a vigorar com força total.

De acordo com as disposições do GSA, a suspensão dos pagamentos das obrigações *take-or-pay* estará em vigor até a data em que tivermos retirado o volume de gás restante originalmente acordado com a YPFB. Estimamos que isso ocorra em 2024 ou 2025, dependendo da demanda de gás que percebemos até então.

No lado boliviano do GASBOL, enquanto YPFB tem obrigações de remetente, concordamos em pagar, em nome da YPFB, os valores relacionados a 24 milhões de m³/d diretamente para GTB até 2019 e pré-pagos de seis milhões de m³/d até 2039.

No lado brasileiro do GASBOL, após 2020, espera-se 12 milhões de m³/d de volume remanescente relacionado às importações de gás boliviano e 5,2 milhões de m³/d relacionado a capacidade extra entre Paulínia, no estado de São Paulo, e Araucária, no estado do Paraná. Qualquer capacidade adicional deverá ser contratada por meio de processo público conduzido pela ANP, de acordo com a legislação brasileira. Em dezembro de 2019, a ANP aprovou a retomada do processo da Chamada Pública ANP 01/2019, autorizando a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. ("TBG") a divulgar o resultado da fase de proposta garantida e a assinatura dos contratos de serviços de transporte. Como resultado contratamos 18,08 milhões m³/d de capacidade de entrada e 13,84 milhões m³/d de capacidade de saída para 2020 e 8,00 milhões m³/d de capacidade de entrada e 1,82 de capacidade de saída para 2021.

Em dezembro de 2020, a ANP autorizou a TBG para implementar um leilão público como alternativa a Chamada Pública da ANP 02/2020 que foi postergada. Após a conclusão do leilão, nós contratamos capacidades adicionais de entrada de 3,00 milhões de m³/d e de saída de 9,47 milhões de m³/d para o ano de 2021.

Mais recentemente a ANP aprovou o reinício da sua Chamada Pública 02/2020 abrangendo o período de maio de 2021 até dezembro de 2025. Nós pretendemos participar do processo.

Nossas obrigações de volume sob os acordos *ship-or-pay* firmados com GTB e TBG foram originalmente projetadas para corresponder às nossas obrigações de compra de gás sob o GSA.

A tabela abaixo mostra esses compromissos contratuais nos termos dos acordos acima para o período de cinco anos de 2021 a 2025.

COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL (MILHÕES DE M³/D)

	2021	2022	2023	2024	2025
Para empresas locais de distribuição de gás					
Partes relacionadas ^{(1) (2) (3)}	5,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Terceiros ^{(2) (3)}	29,47	33,88	31,89	31,68	33,73
Para usinas movidas a gás					
Partes relacionadas ^{(1) (2) (3)}	1,13	0,41	0,10	0,00	0,00
Terceiros ^{(2) (3)}	13,29	7,93	8,59	6,20	5,09
Total^{(1) (2) (3)}	49,77	42,22	40,57	37,87	38,82
Valores estimados a serem faturados (US\$ bilhões) ⁽³⁾⁽⁴⁾	4,13	3,46	3,36	3,05	3,13
Compromissos de Compra					
Compromissos de compra para YPFB					
Obrigações de volume (milhões m ³ /d) ⁽⁵⁾	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Obrigações de volume (milhões cf/d) ⁽⁵⁾	494,41	494,41	494,41	494,41	494,41
Projeção do petróleo bruto <i>Brent</i> (US\$) ⁽⁶⁾	45,50	45,00	50,00	50,00	50,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁷⁾	652,95	634,30	690,27	692,16	461,96
Compromissos de Transporte					
Contrato ship-or-pay com GTB					
Compromisso de volume (milhões m ³ /d)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Compromisso de volume (milhões cf/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 TBG ⁽¹⁰⁾					
Compromisso de volume (milhões m ³ /d) ⁽⁹⁾	39,49 ⁽¹¹⁾	11,20	11,20	11,20	11,20
Compromisso de volume (milhões cf/d)	1.394,47	395,53	395,53	395,53	395,53
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	331,22	5,89	5,95	5,97	5,95
Contrato ship-or-pay com ^{NTS} ⁽¹⁰⁾					
Compromisso de volume (milhões m ³ /d)	158,21	158,21	158,21	158,21	158,21
Compromisso de volume (milhões cf/d)	5.587,01	5.587,01	5.587,01	5.587,01	5.587,01
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	1.009,60	1.009,60	1.009,60	1.012,37	1.009,60
Contrato ship-or-pay com TAG ⁽¹⁰⁾					
Compromisso de volume (milhões m ³ /d)	74,28	74,28	74,28	74,28	74,28
Compromisso de volume (milhões cf/d)	2,620	2,620	2,620	2,620	2,620
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	1.313,74	1.313,74	1.313,74	1.317,34	1.313,74

(1) Para fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas locais de distribuição 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 em nosso Plano Estratégico. Inclui a migração de volumes de partes relacionadas a terceiros devido ao desinvestimento na Gaspetro em 2021.

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

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

(5) 23,95% do volume contratado fornecido pela Petrobras Bolívia.

(6) Previsão do preço do petróleo bruto *Brent* com base em nosso Plano Estratégico.

(7) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão de preço do petróleo bruto *Brent*. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro com base nas cláusulas contratuais e as quantidades de gás natural adquiridas por nós podem variar anualmente.

(8) Valores calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

(9) Inclui contratos de envio ou pagamento relacionados ao aumento de capacidade da TBG.

(10) Realizamos processos de desinvestimento para a TAG em 2019 e 2020. Os contratos ship-or-pay mostrados com TBG, NTS e TAG não estão incluídos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, uma vez que tais contratos são transações entre empresas.

(11) Foi considerada a soma dos contratos ponto a ponto legados (TCO, TCX e CPAC) com os novos contratos de entrada e saída, objeto da chamada pública nº 001/2019.

Distribuição

Os distribuidores fornecem gás por meio de suas redes de distribuição para estabelecimentos comerciais, residências, indústrias, veículos e termelétricas.

A Gaspetro é uma holding que consolida nossa participação acionária em 19 das 27 distribuidoras de gás natural estaduais, e a Mitsui detém os 49% restantes. Em 2020, iniciamos o processo de venda da totalidade de nossa participação de 51% na Gaspetro. Além disso, detemos uma participação de 37,5% na BR Distribuidora, que detém 49% de participação na empresa de distribuição de gás natural no estado do Espírito Santo.

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

Em 2020, do total de 34,1 milhões de m³/d de gás comercializado para distribuidoras, 40% foram distribuídos por distribuidoras cuja participação é parcialmente detida pela Gaspetro.

Energia

As necessidades brasileiras de eletricidade são atendidas principalmente por usinas hidrelétricas e outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural usado em termelétricas 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 termelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica a partir de um complexo gerador que consiste em 20 usinas termelétricas que possuímos ou arrendamos, operando sob o regime de autorização como produtor independente de energia. São movidas a gás natural, diesel ou óleo combustível, com capacidade instalada total de 6.131 MW. Essas usinas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2020, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 66.229 MW médios. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 1.756 MW médios (2.028 MW médios em 2019 e 2.205 MW médios em 2018). Tal deveu-se à diminuição do consumo de energia devido à pandemia de Covid-19 e ao aumento do armazenamento dos reservatórios que abastecem as centrais hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (em função das chuvas favoráveis ao longo do ano).

Também temos usinas com geração por meio de fontes renováveis. Além disso, temos participação em outros projetos de geração de energia. Isso soma 315 MW à nossa capacidade de geração de eletricidade.

VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE ⁽¹⁾

	2020	2019	2018
Vendas de Eletricidade (ACL) - MW médio ⁽²⁾	837	1.168	1.231
Vendas de Eletricidade (ACR) - MW médio	2.404	2.788	2.788
Geração de eletricidade - MW médio	1.756	2.028	2.205

(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 standby) 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 2020, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos era de 3.532 MW médios. Nossa capacidade total de geração era de 6.131 MW médios. Do total de 4.226 MW médios de capacidade comercial disponível para venda em 2020, aproximadamente 57% foram vendidos como disponibilidade standby em leilões públicos no mercado regulado (contra 67% em 2019) e cerca de 20% foram comprometidos em contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas a partes relacionadas (em comparação com 28% em 2019).

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

	2020	2019	2018
Capacidade instalada (MW)	6.131	6.148	6.148
Capacidade comercial certificada (Mw médio)	3.524	3.770	3.900
Compras no mercado livre (Mw médio)	693	391	821
Capacidade comercial disponível (Lastro) (Mw médio)	4.193	4.161	4.720

A tabela abaixo mostra a alocação de nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:

VOLUMES DE ELETRICIDADE VENDIDA (MW MÉDIO)

	2020	2019	2018
Compromissos de venda totais	3.242	3.958	4.020
Contratos bilaterais	496	812	832
Consumo interno	342	356	399
Leilões públicos para empresas de distribuição	2.404	2.788	2.788
Volume de geração	1.756	2.028	2.205
Receitas (US\$ milhões)⁽¹⁾	1.855	2.334	3.066

(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 (MW)

		Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽¹⁾	Capacidade de Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros	
Ativos sob Administração Petrobras (próprio, arrendado ou controlado)	1	UTE	Sudeste/ Centro- Oeste	Ibirité	GN	226	100%	226		
	2			Fluminense	GN	530	100%	530		
	3			Seropédica	GN/OD	386	100%	386		
	4			Cubatão	GN	219	100%	219		
	5			Nova Piratininga	GN	386	100%	386		
	6			Piratininga	GN	190	100%	190		
	7			Termorio	GN	1.058	100%	1.058		
	8			Juiz de Fora	GN/ET	87	100%	87		
	9			Três Lagoas	GN	386	100%	386		
	10			Termomacaé	GN	923	100%	923		
	11			Sul	Canoas	OD/GN	249	100%	249	
	12			Nordeste	Termobahia	GN	186	100%	186	
	13				Vale do Açu	GN	323	100%	323	
	14				Termocamaçari	GN	120	100%	120	
	15				Termoceaná	GN/OD	220	100%	220	
	16				Bahia I	OC	32	100%	32	
	17				Arembepe	OC	150	100%	150	
	18			Muricy I	OC	147	100%	147		
	19		Norte	Jaraqui NG	GN	76	93,66%	71	Breitener Jaraqui S.A. e Breitener Tambaqui S.A. 100% detida por Breitener	
				Jaraqui FO	OC	81	93,66%	76	Energética – Petrobras: 93,66%; GGR Participações S.A.: 3,34%; Alcântara, Mendes & Cia: 1%	
20	Tambaqui NG	GN		93	93,66%	87				
		Tambaqui FO	OC	63	93,66%	59				
Ativos sob Administração Petrobras						6.131	100%	6.111		
21	FV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues			1	100%	1		
Subtotal Administração Management						6.132		6.112		

	Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽¹⁾	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade	Parceiros	
							da Petrobras		
Participações da Petrobras	1	Sudeste\ Centro-Oeste	Goiânia II	OD	140,3	30%	42	Enegen Participações S.A.: 70%; Petrobras: 30%	
	2	Sul	Araucária	GN	484	18,80%	91	Copel: 20,3%; Copel GeT: 60,9%; Petrobras: 18,8%	
	3		Suaape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%, Petrobras: 20%	
	4		Termocabo	OC	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (Petrobras possui 20% de participação na Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação Participação Ltda: 2%	
	5		Manauara	GN/OC	85	52%	44	Petrobras: 40%; TEP: 60% (Petrobras possui 20% de participação na TEP)	
	6	EÓLICA	Nordeste	Mangue Seco 1		26	49%	13	Alubar Energia S.A.: 51%; Petrobras 49%
	7			Mangue Seco 2		26	51%	13	FIP Pirineus: 49%; Petrobras: 51%
	8			Mangue Seco 3		26	49%	13	Wobben Windpower Industria e Comércio Ltda: 51%; Petrobras: 49%
	9			Mangue Seco 4		26	49%	13	Wobben Windpower Industria e Comércio Ltda: 51%; Petrobras: 49%
	10	PCH	Sudeste /Centro-Oeste	Água Limpa		14	14%	2	TEP: 70% (Petrobras possui 20% de participação na TEP); RPE—Produtora de Energia Elétrica Ltda: 30%
	11			Areia		11	14%	2	TEP: 70% (Petrobras possui 20% de participação na TEP); RPE—Produtora de Energia Elétrica Ltda: 30%
Subtotal de Participações da Petrobras					1.269		315		
TOTAL					7.401		6.427		

(1) GN - Gás Natural; OC — Óleo Combustível; OD — Óleo Diesel; ET — Etanol; PEI — Produtor de Energia Independente; UTE - Usina Termelétrica; PCH — Pequena Central Hidrelétrica; FV — 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
	Termorio	704,0	2022 (352MW), 2024 (352MW)
	Três Lagoas	127,0	2023
	Termomacaé	200,0	2025
Nordeste	Termo Ceará	141,0	2023 (64MW) e 2024 (77MW)
	Bahia I	5,0	2025
	Arembepe	101,0	2023
	Muricy	101,0	2023
	Termobahia	100,0	2021
	Vale do Açu	90,0	2021

Também temos investido, de forma independente e em parceria com outras empresas, em fontes renováveis de geração de energia no Brasil, incluindo a eólica. Detemos participações indiretas em duas pequenas centrais hidrelétricas (Areia e Água Limpa) por meio de nossa associada Termoelétrica Potiguar S.A. ("TEP"). Também possuímos uma unidade de usina solar, a Unidade Fotovoltaica de Alto Rodrigues. Além disso, participamos de joint ventures em quatro usinas eólicas (Mangue Seco 1, 2, 3 e 4), todas em processo de desinvestimento. Durante o início de 2021 assinamos a venda de Mangue Seco 1, 2, 3 e 4. Nossa estratégia é maximizar valor por meio do gerenciamento ativo de portfólio, mantendo os investimentos em pesquisa e desenvolvimento em energia renovável. Para investir nessas áreas no futuro, planejamos investir US\$70 milhões/ano em R&D para descarbonização e energias renováveis.

A capacidade de geração de energia em 31 de dezembro de 2020 (por si só e por meio das participações que detemos em empresas de energia renovável) era a seguinte:

- 3,6 MW de capacidade hidrelétrica;
- 1,1 MW de capacidade solar; e
- 51,5 MW de capacidade eólica, correspondendo a 49,5% dos 104 MW de Mangue Seco 1, 2, 3 e 4.

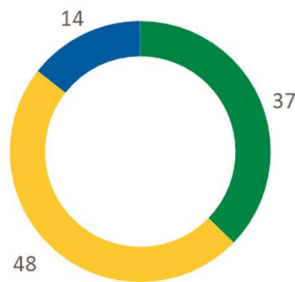
Nós e nossos parceiros vendemos energia dessas usinas diretamente ao governo federal brasileiro por meio de leilões.

Em 2018, assinamos o Memorando de Entendimento (“MoU”) com a empresa norueguesa Equinor ASA (“Equinor”) para avaliação de desenvolvimentos em energia eólica offshore, que expirou em 2020. Em 2020, assinamos uma carta de intenções (“LoI”) com a Equinor com o objetivo de avaliar em conjunto um futuro projeto eólico na Bacia de Campos, utilizando recursos de R&D. Para mais informações sobre nosso processo de desinvestimento, consulte “Gestão de Portfólio”.

Clientes e Concorrentes

O gás natural é comercializado para 21 clientes, a maioria distribuidores. Toda a demanda de gás natural inclui nossos mercados não termelétricos, termelétricos, 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)



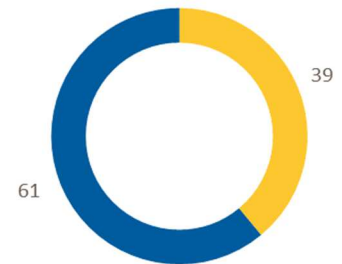
- Mercado não termelétrico
- Mercado termelétrico
- Refino e fertilizantes

MERCADO NÃO TERMELETRICO (% VOL)



- Distribuidoras
- Distribuidoras com participação da Petrobras (via Gaspetro)

MERCADO TERMELETRICO (% VOL)



- Plantas de terceiros
- Plantas próprias

No segmento de energia, atuamos no mercado regulado (distribuidoras de energia) e no mercado livre (comercializadoras e consumidores livres/grandes consumidores). Contamos com 134 clientes e fornecedores, sendo 39 distribuidores, 36 comercializadores, 11 geradores e 48 consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente do setor responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente às distribuidoras ou termelétricas. Esperamos um aumento da concorrência devido ao novo regulamento em discussão que visa melhorar o enquadramento regulatório do setor de gás natural e estabelecer diretrizes para um novo formato de mercado que permita a entrada de novos agentes no setor, de forma a promover a concorrência.

O transporte de gás natural também é monopólio do governo federal brasileiro e podem ser exercidas mediante concessão ou autorização por sociedades de direito brasileiro, com sede e administração no país.

No segmento de distribuição de gás natural, atuamos por meio de participação indireta em empresas estaduais, onde cada distribuidora detém o monopólio de sua área de concessão, e não há concorrência, uma vez que a constituição federal brasileira prevê que o segmento de distribuição de gás natural só pode ser exercido por meio de concessão pelo poder público de cada estado.

No que diz respeito à venda de gás natural para Distribuidoras Locais, concluímos a transição para novos contratos em que os preços da molécula passaram a ser atrelados à variação do preço do óleo *Brent*, substituindo a cesta de cotações internacionais de óleos combustíveis que até então prevaleceu. Esta melhoria trouxe maior transparência à atualização dos preços contratuais e também fez com que os preços de venda respondessem mais rapidamente às referências internacionais, tornando-os mais competitivos, conforme observado no ano de 2020.

Além disso, ao longo de 2020, em função da pandemia de Covid-19 e da consequente redução estrutural da demanda de gás natural em todo o mercado brasileiro, houve a declaração de Força Maior por todas as Distribuidoras Locais nos respectivos contratos de compra de gás. Em setembro de 2020, com a retomada do consumo no mercado não termelétrico, os requisitos legais e contratuais de Força Maior deixaram de ser cumpridos, tendo os contratos sido retomados nas suas condições normais de abastecimento.

Conforme mencionado anteriormente, 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.

Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação aos nossos desinvestimentos na indústria de gás natural, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Riscos Operacionais” e “Nosso Negócio - Gás e Energia - Marketing” neste relatório anual.

No segmento de energia, atuamos na geração e comercialização. Na geração, competimos com usinas termelétricas de terceiros, bem como outros geradores com outras fontes de energia (hidrelétrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, competimos com outros comerciantes de energia.

Fertilizantes

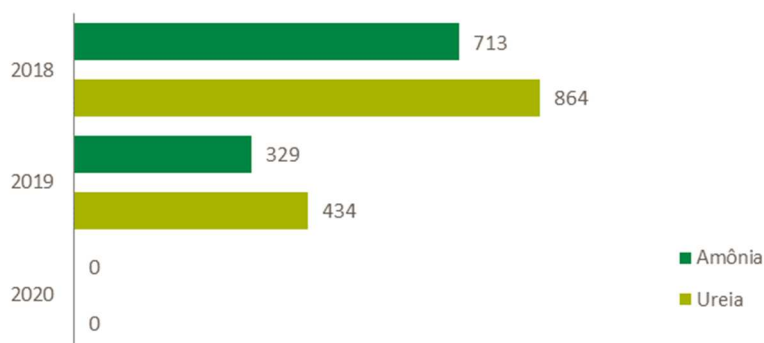
Temos duas fábricas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia, (“FAFEN-BA”), outra no estado de Sergipe (“FAFEN-SE”) e uma subsidiária localizada no Paraná, Araucaria Nitrogenados S.A. (“ANSA”). Seus principais produtos são amônia e ureia. Juntas, essas plantas têm capacidade instalada 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. A unidade de sulfato de amônio em Sergipe, porém, não funcionou em 2020. A maior parte de nossa produção de amônia é usada para produzir ureia, e o excesso de produção é vendido principalmente no mercado brasileiro. Temos também uma fábrica de fertilizantes inacabada, no Mato Grosso do Sul.

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. Em 2019, desativamos nossas fábricas localizadas na Bahia e em Sergipe e, após isso, assinamos contratos de arrendamento com a Proquigel Química S.A. (“Proquigel Química”), uma empresa do Grupo Unigel, arrendando FAFEN-BA e FAFEN-SE por um valor total de R\$177 milhões. Os contratos têm prazo inicial de 10 anos, podendo ser estendidos por mais 10 anos. Os arrendamentos entraram em vigor em agosto de 2020.

Em agosto de 2020, concluímos o processo de hibernação da Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA) e em setembro anunciamos o início do processo de desinvestimento para a venda de nossa participação nesta fábrica de fertilizantes. Em outubro de 2020, iniciamos a fase vinculante.

Em fevereiro de 2020, anunciamos o início da fase não vinculante da alienação de toda a nossa participação acionária na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III). A UFN-III é um projeto industrial de fertilizantes nitrogenados localizado em Três Lagoas, no estado do Mato Grosso do Sul, Brasil. A construção da UFN-III teve início em setembro de 2011, mas foi interrompida em dezembro de 2014, com um avanço físico de cerca de 81%. A conclusão da UFN-III será de responsabilidade do potencial comprador.

PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES (MIL TONELADAS)





Principais Ativos

	2020	2019	2018
Fertilizantes			
Plantas de fertilizantes	3 ⁽¹⁾	3 ⁽¹⁾	3
Capacidade de produção de ureia (mil ton/ano)	1.852 ⁽¹⁾	1.852 ⁽¹⁾	1.852
Capacidade de produção de amônia (mil ton/ano)	1.406 ⁽¹⁾	1.406 ⁽¹⁾	1.406







(1) Inclui capacidade FAFEN-BA, FAFEN-SE e ANSA.

Gestão de Portfólio

Nossa gestão de portfólio, parte de nosso Plano Estratégico, é o principal impulsionador de nossas parcerias e desinvestimentos, que visam melhorar nossa eficiência operacional, nosso retorno sobre o capital e gerar caixa adicional para reduzir nossa dívida, apoiando melhores oportunidades de investimento. Atualmente, nossas parcerias e desinvestimentos compreendem a venda de participações minoritárias, majoritárias ou totais em algumas de nossas subsidiárias, coligadas 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. Junto com a redução da dívida, os desinvestimentos contribuem para melhorar a alocação de capital e, conseqüentemente, gerar valor para o acionista.

Em linha com o TCU, diretrizes e legislação vigente, são divulgadas ao público as seguintes etapas de nossos projetos de desinvestimento:

 <p>Divulgação de Oportunidade</p>	<p>Etapa em que é tornada pública a intenção do desinvestimento e os potenciais interessados são convidados a participar do processo competitivo.</p>
 <p>Início da Fase Não Vinculante (Quando Aplicável)</p>	<p>Etapa opcional, realizada para identificar e selecionar os participantes realmente interessados na aquisição e que enxergam maior valor nos ativos/empresas.</p>
 <p>Início da Fase Vinculante</p>	<p>Etapa onde é feita a seleção da melhor oferta feita pelos potenciais interessados, de forma a maximizar o valor das vendas.</p>
 <p>Concessão de Exclusividade na Negociação (Quando Aplicável)</p>	<p>Etapa opcional, que ocorre quando a exclusividade é formalmente concedida a um potencial comprador, após a fase vinculante.</p>
 <p>Aprovação da Transação pela Alta Administração (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) e Assinatura de Acordos</p>	<p>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.</p>
 <p>Fechamento da Transação</p>	<p>Etapa em que a transação é concluída com o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato.</p>

De 1 de janeiro de 2020 a 12 de março de 2021, concluímos, entre outros, os seguintes desinvestimentos.

Data de assinatura	Data de conclusão	Principais transações	Valor nominal da transação ⁽¹⁾ (US\$ bilhões)
31/10/2018	14/01/2020	Venda integral da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas BV ("PO&G BV")	1,530
09/08/2019	29/5/2020	Venda de toda a participação detida em sete campos de produção (onshore e offshore) conhecidos como polo de Macau, na Bacia Potiguar, localizada no estado do Rio Grande do Norte.	0,191
24/07/2019	15/7/2020	Venda de 100% de participação nos Eixos Pampo e Enchova, localizados em águas rasas da Bacia de Campos	0,451 ⁽²⁾
30/09/2019	15/7/2020	Venda da totalidade da participação nos campos onshore de Ponta do Mel e Redonda, localizados no estado do Rio Grande do Norte	0,007
20/07/2020	20/7/2020	Venda da participação restante (10%) detida na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	0,205 ⁽³⁾
11/10/2019	30/09/2020	Venda da totalidade da participação nos campos onshore do Polo Lagoa Parada, localizado no estado do Espírito Santo	0,009
24/07/2019	06/11/2020	Venda de 100% da participação no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas da Bacia de Santos	0,380 ⁽²⁾
09/03/2020	09/12/2020	Venda de toda a participação nos campos onshore do Polo Tucano Sul, localizado na Bahia	0,003
19/11/2019	23/12/2020	Venda integral da participação societária na Liqueficação Distribuidora SA	0,879 ⁽³⁾
28/11/2019	05/02/2021	Venda da totalidade de nossa participação na concessão Frade, localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro	0,100
02/10/2020	05/02/2021	Venda da totalidade da participação detida na Petrobras Uruguaí Distribuição S.A. (PUDSA)	0,062
TOTAL			3,817

(1) Considera os valores acordados na assinatura da transação, sujeitas a ajustes no *closing*

(2) Essas operações foram negociadas em reais. Dessa forma, para fins de composição da tabela, os valores foram convertidos em dólar pela taxa de câmbio (PTAX) da data da assinatura.

De 1 de janeiro de 2018 a 12 de março de 2021, assinamos contratos 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 nominal da transação⁽¹⁾ (US\$ bilhões)
21/12/2018	Cessão dos direitos de 10% do campo Lapa para Total, no Bloco BM-S-9. Exercício da opção de venda do restante das nossas participações, prevista no contrato firmado em janeiro de 2018 quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras no âmbito da parceria estratégica, assumindo as operações do campo	0,05
9/7/2020	Venda de toda participação no campo offshore de Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados no estado do Rio Grande do Norte	0,002
14/8/2020	Venda de toda a participação no campo onshore de Fazenda Belém e Icapuí, localizado no estado do Ceará	0,035
21/8/2020	Venda de toda a participação mantida em oito concessões de exploração e produção onshore, localizadas no estado da Bahia, conjuntamente conhecidas como polo Rio Ventura	0,094
27/8/2020	Cessão total de direitos em 27 campos maduros onshore, localizados no Espírito Santo, conjuntamente conhecidos como polo Cricaré	0,155
17/12/2020	Venda de toda a participação detida em 14 concessões de exploração e produção onshore, localizadas no estado da Bahia, conhecidas como polo Recôncavo	0,250
23/12/2020	Venda da totalidade da participação detida em 12 concessões de exploração e produção onshore, localizadas no estado da Bahia, conjuntamente conhecidas como polo Remanso	0,030
07/01/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 1	0,0082 ⁽²⁾
07/01/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 3 e Eólica Mangue Seco 4	0,0172 ⁽²⁾
29/01/2021	Venda da totalidade das participações nos campos de águas rasas de Peroá e Congoá e na concessão BM-ES-21 de águas profundas, conjuntamente conhecidos como polo Peroá	0,055
24/02/2021	Venda de toda a participação detida em nove campos onshore, localizados na Bahia, conjuntamente conhecidos como Polo Miranga	0,220
26/02/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 2	0,007
TOTAL		0,923

(1) Valores acordados na assinatura da transação sujeitos a ajuste na conclusão (closing).

(2) Essas operações foram negociadas em reais. Dessa forma, para fins de composição da tabela, os valores foram convertidos em dólar pela taxa de câmbio (PTAX) da data da assinatura.



Contratos com o CADE

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE que consolidam os entendimentos 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.

Acordo 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, 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 considerados 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, acompanhará o cronograma e o cumprimento dos compromissos assumidos com o CADE.

Acordo de gás natural

O acordo de gás natural inclui a venda de nossa participação acionária em empresas dos segmentos de transporte e distribuição de gás:

- 10% de participação na NTS;
- 10% de participação na TAG;
- 51% de participação na TBG; e
- participação indireta em empresas de distribuição de gás, seja por meio da venda de nossa participação de 51% na Gaspetro, seja por meio da venda de participação indireta em empresas de distribuição.

Em março de 2020, anunciamos o início do processo de desinvestimento de nossa participação remanescente de 10% na NTS, 51% de participação na TBG e 51% de participação na Gaspetro. Em 20 de julho de 2020, vendemos nossa participação remanescente de 10% na TAG.

Nos nossos sistemas de transporte, comprometemo-nos a indicar os volumes máximos de injeção e retirada em cada ponto de recebimento e área de entrega, para posteriores ajustes aos atuais contratos de serviços de transporte, de forma que as transportadoras, sob a supervisão da ANP, possam oferecer a capacidade remanescente para o mercado, permitindo assim que outras empresas utilizem a rede de transporte não utilizada por nós. Além disso, estamos comprometidos com outras ações para permitir maior competitividade no mercado de gás natural, tais 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.

O objetivo do contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado, bem como suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apuração do nosso negócio de gás natural.

Além disso, temos em nosso portfólio outros projetos em fase de estruturação. Acreditamos em uma estratégia de gerenciamento de nosso portfólio que foca em ativos essenciais a fim de melhorar nossa alocação de capital, possibilitar a redução de dívidas e custos de capital e, por fim, aumentar a geração de valor para nós e nossas ações.

Divulgamos os *teasers*, as fases não vinculantes e vinculantes relacionadas aos seguintes ativos que atualmente fazem parte de nosso portfólio de desinvestimentos.

Fase	Resumo do escopo das principais transações ⁽¹⁾
Não vinculante	Venda integral da participação acionária (51%) na Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG)
	Venda integral da participação (25%) na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)
	Venda de toda a participação realizada em 28 campos onshore localizados nas Bacias do Recôncavo e Tucano, conjuntamente conhecidos como polo Bahia Terra
	Venda de toda a participação detida no campo de Albacora, localizado em águas profundas na Bacia de Campos
	Venda da participação total mantida nos campos Marlim, Voador, Marlim Leste e Marlim Sul, localizados em águas profundas na Bacia de Campos, conjuntamente conhecidos como polo Marlim
	Venda de toda a participação realizada no campo Albacora Leste, localizado em águas profundas na Bacia de Campos
Vinculante	Venda da totalidade da participação detida em 26 campos onshore e de águas rasas localizados na Bacia Potiguar, conhecidos em conjunto como polo Potiguar
	Venda de toda a participação realizada em 11 campos onshore localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas, conjuntamente conhecidos como polo Carmópolis
	Venda da totalidade da participação detida em 4 campos onshore localizados na Bacia do Espírito Santo, conjuntamente conhecidos como polo Norte Capixaba
	Venda da participação (51%) detida na Petrobras Gas S.A. (Gaspetro)
	Venda de ativos de refino e logística associada no Brasil: Refinaria Gabriel Passos (REGAP) em Minas Gerais, Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) no Amazonas, Lubrificantes e Derivados do Nordeste (LUBNOR) no Ceará, e Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná, bem como seus respectivos ativos logísticos
	Venda de ativos de refino e logística associada no Brasil: Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco, Landulpho Alves (RLAM) na Bahia e Alberto Pasqualini (REFAP) no Rio Grande do Sul, bem como seus respectivos ativos logísticos
	Venda de toda a participação detida na Petrobras Colombia Combustibles (PECOCO)
	Venda da participação restante (10%) detida na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)
	Venda de toda a participação detida no campo Papa-Terra, localizado em águas profundas na Bacia de Campos
	Venda de toda a participação detida em 11 campos produtivos localizados em águas rasas na Bacia de Campos, conhecidos como polo Garoupa
	Venda da totalidade da participação (100%) detida na Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA)
	Venda de toda a participação (100%) detida na Petrobras Biocombustíveis S.A. (PBIO), incluindo as usinas de biodiesel.
	Venda de toda a participação detida em cinco empresas de geração de eletricidade: Brasympe Energia S.A. ("Brasympe"), Energética Suape II S.A. ("Suape II"), Termoeletrica Potiguar S.A. ("TEP"), Companhia Energética Manauara S.A. (CEM) e Brentech Energia S.A. ("Brentech")
	Venda de toda a participação detida em quatro termelétricas, sendo três a óleo combustível (Bahia 1, Muricy e Arembepe localizadas em Camaçari - BA) e uma a biocombustível (Canoas, localizada em Canoas - RS)
	Venda da totalidade da participação (100%) detida na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III)
	Venda de toda a participação detida no campo de Manati, concessão de produção marinha em águas rasas localizada na Bacia de Camamu, no estado da Bahia
Venda de toda a participação detida em sete concessões de exploração e produção onshore, localizadas na Bacia do Solimões, no estado do Amazonas, conhecidas como polo Uruçu	
Venda da totalidade da participação detida em sete campos onshore e em águas rasas localizados no estado de Alagoas, em conjunto denominados polo Alagoas	
Venda de toda a participação detida nos campos de Atum, Curimã, Espada e Xaréu, localizados em águas rasas da sub-Bacia do Mundaú, Estado do Ceará, denominados em conjunto Polo Ceará	
Venda de toda a participação detida em dois conjuntos de concessões marítimas nas águas profundas do pós-sal, conhecidos como polo Golfinho e polo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo	

(1) Informações atualizadas em 12 de março de 2021.

Ambiente de Negócios Externo

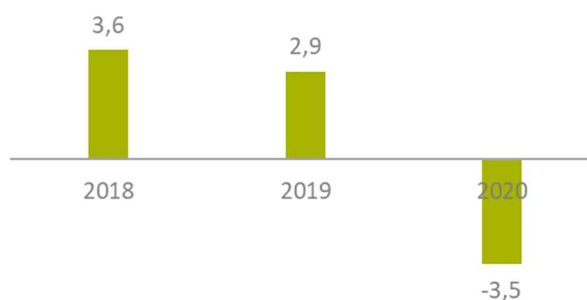
Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho do nosso negócio e a forma como planejamos o futuro. Descrevemos as principais variáveis do ano 2020 abaixo.

Economia Global

O desempenho da economia global em 2020 foi moldado pelo impacto da pandemia de Covid-19. Os primeiros casos da doença foram notificados em dezembro de 2019 na China, permanecendo razoavelmente restrito à região até fevereiro. No início de março, porém, a situação se agravou com a propagação do vírus para vários outros países. Em 11 de março, a Organização Mundial da Saúde (OMS) reconheceu oficialmente a Covid-19 como uma pandemia. De acordo com dados da OMS, mais de 82 milhões de pessoas em todo o mundo foram infectadas até 31 de dezembro de 2020.

Diante desse quadro, as principais medidas adotadas pelos países para tentar controlar a disseminação do vírus entre a população foram restrições à circulação de pessoas, bens e serviços, o que fez com que o nível de atividade global diminuísse de forma acentuada e rápida. O Produto Interno Bruto (PIB) dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) caiu 2,0% no primeiro trimestre, sinalizando o agravamento da crise sanitária, o aumento da incerteza global e a implementação das medidas restritivas. No entanto, o impacto mais forte ocorreu no segundo trimestre, quando os países caíram 10,6% (a maior queda desde 1962, quando a série ficou disponível). A expansão das medidas monetárias e fiscais para mitigar o desaquecimento da economia, além do relaxamento das medidas restritivas de circulação, permitiram uma recuperação moderada na segunda metade do ano. O Fundo Monetário Internacional (FMI) projeta que a economia global irá se contrair em 3,5% em 2020.

TAXA DE CRESCIMENTO GLOBAL DO PIB (%)



Fonte: FMI, 2020

Em relação às duas maiores economias do mundo, os EUA e a China, a Covid-19 teve impacto diferenciado em cada uma delas. Em relação à economia chinesa, os efeitos se concentraram no primeiro trimestre, quando a economia contraiu 10%. No segundo trimestre, a China apresentou sólida recuperação de 11,7%. Confirmando esse movimento, o National Bureau of Statistics (NBS) informou que a China cresceu 2,3% em 2020. Embora o número tenha representado o menor crescimento da série histórica do FMI que se inicia em 1980, a China foi um dos poucos países cujo PIB cresceu em 2020, segundo o NBS. Para 2021, o FMI projeta um crescimento de 8,1%.

Nos EUA, a economia foi afetada a partir de março, representada em parte pela retração de 1,3% no primeiro trimestre. No entanto, o choque ocorreu no segundo trimestre, quando o nível de atividade foi reduzido em 9,0% (31%, se anualizado), a maior queda trimestral da história. Outros indicadores mostram a intensidade do choque da Covid-19 em toda a economia dos EUA. Por exemplo, as taxas de desemprego subiram de 4,4% em março/2020 para 14,7% em abril. O FMI projetou uma contração de 3,4% na economia dos EUA em 2020 e uma expansão de 3,1% em 2021.

Para 2021, espera-se que a economia global se recupere com a vacinação de grande parte da população mundial, o que diminuirá a necessidade de restrições à circulação de pessoas, bens e serviços, e incentivará o crescimento. O FMI projeta crescimento de 5,5% para o ano.

Mercado Global de Petróleo e Gás

O ano de 2020 começou com alta volatilidade pelo lado da oferta. Em 3 de janeiro de 2020, os EUA realizaram um ataque aéreo no aeroporto de Bagdá, no Iraque, matando o principal líder militar iraniano. O ataque aumentou as tensões no mercado internacional de petróleo: a volatilidade do *Brent* aumentou, e seu preço subiu para níveis próximos a US\$70/bbl durante a primeira semana de janeiro.

Durante os primeiros dois meses de 2020, a disseminação da Covid-19 na China levou o governo a isolar as cidades afetadas. O cancelamento de voos comerciais e o fechamento da fronteira China-Rússia causaram redução no consumo de derivados. Como resultado da redução da demanda chinesa, os preços do petróleo caíram para uma média de US\$55,57/bbl em fevereiro, o que representou uma queda de 13% em relação a janeiro.

No início de março/2020, a reunião da OPEP+ não conseguiu alcançar o resultado esperado de ampliar os cortes de produção de petróleo para equilibrar o mercado de petróleo. O desentendimento entre os principais membros da OPEP+, Arábia Saudita e Rússia, levou à não renovação dos cortes de produção em vigor, permitindo aos países participantes produzirem sem limites após 1 de abril de 2020. Em meados de março, a OMS declarou a pandemia de Covid-19, o que aumentou o pessimismo do mercado internacional de petróleo e levou a severas medidas de distanciamento social em todo o mundo.

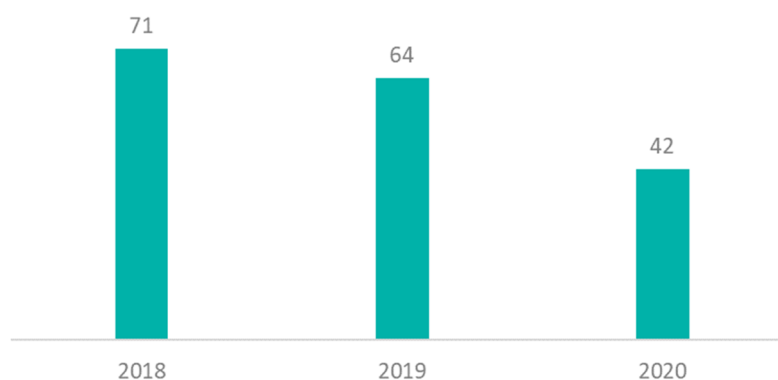
Em resposta à queda da demanda global de petróleo no final de abril, o preço do *Brent* atingiu o menor nível visto desde 1999. No dia 21 de abril de 2020, o *Brent* chegou a US\$13,2/bbl. Em resposta a essa queda no preço do *Brent*, os membros da OPEP+ restabeleceram as negociações, chegando a um acordo para cortar cerca de 10 milhões de barris por dia na produção de petróleo.

Em maio, com a entrada em vigor do acordo OPEP+, o preço começou a se recuperar. A queda na oferta de países não-OPEP e o relaxamento das medidas de distanciamento social em alguns países contribuíram para essa recuperação. Além disso, a aceleração da recuperação da demanda, principalmente na China, melhorou a percepção de que o mercado estaria mais próximo do reequilíbrio. Com isso, ao final do segundo trimestre a cotação do *Brent* superou US\$40/bbl.

O terceiro trimestre manteve a tendência de recuperação de preços observada no 2T20. No entanto, apesar do alto nível de cumprimento do acordo OPEP+, houve um efeito negativo sobre os preços. Este efeito negativo deve-se principalmente aos sinais de desaceleração na recuperação da demanda, principalmente devido ao avanço da pandemia de Covid-19 nos EUA e à segunda onda de infecções na Europa. Mesmo assim, o preço médio do óleo *Brent* encerrou o 3T20 com ganho de 45,3% em relação ao 2T20.

O último trimestre do ano começou com o preço do petróleo baixando para patamares inferiores a US\$40/bbl, em resposta a novas medidas restritivas em diversos países e às incertezas quanto à aprovação de um plano de recuperação econômica para os EUA. Do lado da oferta, a recuperação da produção da Líbia e o aumento das exportações de petróleo da Arábia Saudita também contribuíram para a queda do preço. Em novembro, o resultado da eleição dos EUA impactou positivamente o mercado, reduzindo a incerteza no campo político. Em dezembro, o início da vacinação contra a Covid-19 no Reino Unido e nos EUA criou um clima otimista a respeito de uma recuperação econômica mundial. O preço do *Brent* aumentou, encerrando o ano acima de US\$50/bbl.

BRENT – PREÇO DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/BBL)



Fonte: Bloomberg, 2020

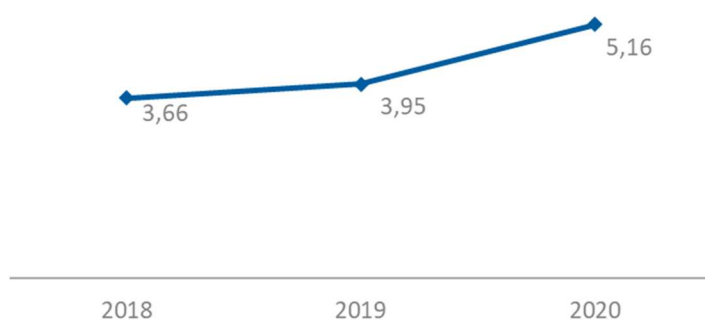
Economia Brasileira

A economia brasileira contraiu 4,1% em 2020, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (“IBGE”), a contração mais profunda registrada pelas estatísticas oficiais. Apesar da forte recessão, a partir de abril, quando a pandemia de Covid-19 impactou negativamente a atividade econômica, a produção industrial e as vendas no varejo se recuperaram em ritmo acelerado. Ao final do ano, os níveis de atividade desses setores foram superiores em relação ao mesmo período do ano anterior. Por outro lado, o setor de serviços foi o mais afetado pela pandemia de Covid-19. No final de 2020, o setor de serviços operava abaixo do nível pré-pandêmico.

Do ponto de vista da demanda, a recuperação econômica observada esteve intimamente associada às transferências de renda feitas pelo governo brasileiro para a parcela da população de renda mais baixa. O programa social atingiu cerca de 67 milhões de pessoas, que receberam pelo menos R\$600 por mês de abril até agosto. Entre setembro e dezembro, o valor foi reduzido para R\$300 por mês. As transferências de renda impulsionaram o consumo privado, principalmente de bens semi e não duráveis, estimulando a produção industrial e o comércio varejista.

Além disso, a desvalorização da moeda brasileira, uma das consequências da pandemia de Covid-19 devido ao aumento da incerteza e da percepção de risco dos investidores internacionais, desempenhou um papel importante na melhoria da competitividade da produção brasileira, contribuindo para a recuperação acima mencionada. O gráfico a seguir mostra a trajetória da taxa de câmbio (BRL/US\$) nos últimos três anos:

TAXA DE CÂMBIO (BRL/US\$, MÉDIA)



Fonte: Banco Central do Brasil

Além da demanda interna, as exportações brasileiras também apresentaram melhora significativa. Além da desvalorização da moeda nacional, que aumentou a competitividade da produção brasileira, a forte recuperação da economia chinesa em março apoiou as exportações brasileiras. É importante mencionar que a China é o principal parceiro comercial do Brasil, absorvendo cerca de 30% de todas as exportações brasileiras, principalmente *commodities*.

Esse ambiente permitiu uma perspectiva otimista para 2021 entre alguns empresários, mas ainda existem muitos desafios a serem superados. O primeiro desafio está relacionado às medidas de saúde para controle da pandemia de Covid-19, dada a disseminação acelerada do vírus nos últimos meses de 2020. O segundo é que a taxa de desemprego ainda é alta. A maioria dos empregos na economia brasileira está no setor de serviços, no qual a maioria das empresas sofreu aumentos significativos do endividamento e precisará melhorar suas condições financeiras no período pós-Covid-19. Por fim, a inflação acelerou fortemente no final de 2020. Se os aumentos de preços permanecerem em 2021, a taxa de juros poderá subir novamente, limitando a recuperação econômica.

Outro ponto de atenção são os fundamentos fiscais brasileiros. A dívida pública alcançou 89% do PIB no final de 2020 devido às ações tomadas para combater a pandemia de Covid-19. A fragilidade fiscal pode afetar a percepção de risco, a inflação e as taxas de juros.

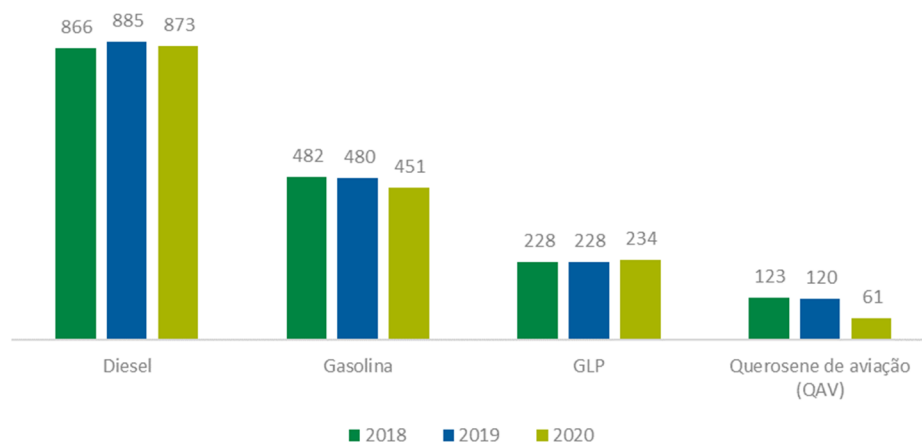
Mercado Brasileiro de Petróleo e Gás

Após dois anos de recessão em 2015 e 2016, a economia brasileira experimentou três anos de crescimento limitado, afetando o consumo interno de derivados de petróleo.

A pandemia de Covid-19 teve efeitos extensos na demanda de derivados de petróleo a partir do segundo trimestre de 2020. Fortes medidas de distanciamento social, restrições à mobilidade pessoal e lockdowns temporários levaram a uma queda sem precedentes na demanda de petróleo direcionadas para atividades de transporte de passageiros. Gasolina e querosene de aviação foram os produtos mais afetados. Embora mercadorias e cargas continuem circulando pelo país, a desaceleração da atividade econômica também reduziu ligeiramente a demanda de diesel. Apesar da desaceleração generalizada, a maior demanda dos usuários residenciais fortaleceu o consumo de GLP no mesmo período.

Nos trimestres seguintes, as medidas de restrição foram gradualmente suspensas em meio à redução no número diário de casos e mortes relacionados à Covid-19.

CONSUMO SELECIONADO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (MBBL/D)



Fonte: Petrobras e ANP, 2020

Apesar desse evento extraordinário e impactante, as tendências de longo prazo que estão ocorrendo no mercado brasileiro de derivados de petróleo mantiveram seu curso ao longo de 2020.

Especificamente, a demanda de gasolina deverá diminuir devido à sua substituição pelo etanol hidratado, cujo uso é motivado por políticas públicas como o RenovaBio, que induzem preços competitivos do etanol hidratado em relação ao combustível fóssil. Além disso, os veículos movidos exclusivamente a gasolina estão sendo substituídos por automóveis flex e elétricos.

Além disso, o desenvolvimento da demanda de diesel está sendo desacelerado devido ao aumento obrigatório da porcentagem de biodiesel na mistura de combustível que é entregue ao consumidor final. As vendas de diesel caíram 1,4% em 2020. Políticas de renda básica temporária para mitigar os efeitos da pandemia apoiaram a demanda por bens necessários, como alimentos e bebidas e, portanto, a demanda por frete e diesel. Por sua vez, a demanda de combustível de aviação foi a mais afetada pelas restrições de viagens implementadas devido à pandemia de Covid-19. A demanda de querosene de aviação caiu cerca de 50% em comparação a 2019.

Há pelo menos duas décadas, o óleo combustível passa por um processo de substituição por outras fontes, principalmente o gás natural, e ainda há espaço para que esse processo continue nos próximos anos. No caso da demanda termelétrica, houve menos despachos a óleo combustível, afetando negativamente as vendas. O combustível bunker representa uma parte importante do mercado de óleo combustível no Brasil e sua demanda aumentou 6,2% em 2020.

A demanda de gás natural, de acordo com dados interanuais do Ministério de Minas e Energia até novembro de 2020, caiu 10%, de uma média de 78 milhões de m³/d em 2019 para 70 milhões de m³/d.

O ano de 2020 se iniciou com um consumo médio total de 80 milhões de m³/d entre janeiro e fevereiro, 3% acima do valor médio do ano de 2019, de 78 milhões de m³/dia (Ministério de Minas e Energias). A demanda passou a refletir o impacto da Covid-19 a partir de março, com resultado de 65 milhões de m³/dia, e atingiu o ponto mais baixo em abril, de 54 milhões de m³/d, que representou uma queda de 24 milhões de m³/d em relação à média de 2019. O mercado vem se recuperando desde então, com o mês de novembro (95 milhões de m³/d) superando o consumo de novembro de 2019 (91 milhões de m³/d).

Tecnologia e fontes alternativas

A matriz energética brasileira (ou seja, diferentes tipos de fontes de energia primária) está passando por transformações, principalmente em termos de geração de energia. Essas transformações são influenciadas pelo desenvolvimento de fontes renováveis, como a energia eólica e a solar fotovoltaica, que se tornaram menos custosas nos últimos anos.

Em termos de motorização, houve uma tendência para veículos de consumo mais eficiente, influenciada pelo Inovar-Auto e pela introdução do primeiro veículo híbrido flex fuel fabricado no Brasil. Hoje, o programa governamental Rota 2030 implica mais investimentos em eficiência energética e segurança veicular, resultando em menos impostos para as montadoras.

Regulamentação

2019

Em junho de 2019, assinamos um Termo de Compromisso de Cessação com o CADE, que consolida o entendimento entre as partes sobre a realização de desinvestimento de ativos de refino no Brasil.

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

Em julho de 2019, também assinamos um acordo com o CADE que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil.

Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação aos nossos desinvestimentos na indústria de gás natural, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Riscos Operacionais” e “Nosso Negócio - Gás e Energia - Marketing” neste relatório anual.

Em dezembro de 2019, em linha com o processo de abertura do mercado de gás natural, assinamos um Termo de Compromisso com a ANP no âmbito da Chamada Pública da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), pelo qual prometemos (i) renunciar parte da capacidade de transporte contratada com a TBG em decorrência do Edital de Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural ANP nº 01/2019, caso negocie a redução das quantidades de gás contratadas com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) no escopo do contrato boliviano de importação de gás firmado em 1996, para que esta capacidade seja oferecida a terceiros; ou (ii) caso não haja redução dos volumes contratados com a YPFB, estruturar, em implantação com a ANP, um modelo de negócios que permita o fornecimento específico de gás natural boliviano na fronteira entre o Brasil e a Bolívia, nas condições acordadas entre nós e ANP. Vale ressaltar que tivemos sucesso na negociação da redução dos volumes contratados com a YPFB (de 30 mmm³/dia para 20 mmm³/dia), por meio da assinatura do Aditivo nº 8 ao Contrato de Fornecimento de Gás (GSA), assinado em março de 2020.

2020

O setor de gás vem passando por diversas transformações em direção ao estabelecimento de um mercado competitivo. A etapa mais esperada, a revisão do marco legal, avançou significativamente neste ano.

Em dezembro, o Senado aprovou a Nova Lei do Gás, mas o texto foi alterado em relação ao que havia sido aprovado na Câmara dos Deputados e, portanto, foi devolvido à Câmara para que as alterações sejam ratificadas ou rejeitadas.

No que diz respeito às alterações infralegais, a ANP, em 2020, iniciou uma série de Consultas Públicas, com o objetivo de realizar a elaboração e revisão de atos normativos, necessárias para a regulamentação das novas diretrizes trazidas pelo Decreto 9.616/2018. Adicionalmente, o órgão regulador também realizou Consulta e Audiência Públicas para a revisão da resolução que disciplina o processamento de gás natural, visando a retirada das restrições à prestação do serviço de processamento de gás para terceiros interessados.

Outro avanço ocorrido em 2020 foi a assinatura do Sistema Integrado de Escoamento e do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural, passo fundamental para que as empresas comercializem seus volumes produzidos de gás natural diretamente aos clientes.

Nós, Petrogal Brasil, Repsol Sinopec Brasil e Shell Brasil, parceiros nas rotas offshore do pré-sal da Bacia de Santos, anunciamos contratos de compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural. Os contratos contemplam a interligação física e o compartilhamento das capacidades de escoamento nas Rotas 1, 2 e 3, resultando na criação do Sistema Integrado de Escoamento. Além do Sistema Integrado de Escoamento, também estão previstos contratos que constituem o Sistema Integrado de Processamento, que abrange o acesso das empresas às unidades de processamento, de propriedade da Petrobras, localizadas em Caraguatatuba, São Paulo, Cabiúnas e Itaboraí (em construção), ambas no Rio de Janeiro. Com assinatura desses contratos, as empresas poderão escoar o gás produzido nos campos do pré-sal da Bacia de Santos por qualquer uma das rotas de exportação e processá-lo nas plantas de nossa propriedade.

As assinaturas do Sistema Integrado de Escoamento e do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural são compromissos que constam do TCC da Petrobras com o CADE, firmado em 2019.

Para mais informações sobre nosso processo de desinvestimento, consulte “Gestão de Portfólio”.

Nossas respostas à pandemia de Covid-19

Saúde do colaborador e da sociedade

A eclosão da pandemia de Covid-19 e as medidas necessárias à contenção do vírus transformaram 2020 em um ano fora do normal. Em linha com nosso compromisso com a saúde e segurança das pessoas, nos engajamos na luta para mitigar os efeitos dessa pandemia, a maior dos últimos 100 anos.

A partir da decretação da Pandemia pela Organização Mundial de Saúde, a Petrobras instaurou internamente uma Estrutura Organizacional de Resposta (EOR), baseada na ferramenta de gestão ICS (Incident Command System). Essa estrutura provisória, composta por profissionais internos da PETROBRAS, passou a orientar, de maneira uniforme, todas as ações da Companhia para prevenir e combater o avanço do novo vírus SARS-CoV-2 e mitigar suas consequências, em todas as frentes possíveis.

Agimos rapidamente e adotamos uma série de medidas para preservar a saúde de nossos empregados nas áreas operacionais e administrativas. As iniciativas estão em linha com as recomendações da Organização Mundial de Saúde e do Ministério da Saúde e visam contribuir com os esforços para mitigar os riscos da doença. Foram adotadas medidas preventivas tais como:

(i) ampla testagem, já foram realizados mais de 400 mil testes na força de trabalho até dezembro de 2020; (ii) monitoramento de saúde pré-embarque e pré-turno, reforço nas medidas de higienização, distanciamento e uso obrigatório de máscara nas unidades; (iii) redução do efetivo à bordo das plataformas, sondas e demais embarcações ao necessário para a operação segura de cada unidade; (iv) intensificação da fiscalização do cumprimento das normas de prevenção em todas as unidades operacionais marítimas ou em terra, com auditorias em todas as unidades e correção imediata de eventuais desvios; (v) prorrogação do teletrabalho para todas as atividades que podem ser realizadas de forma remota até 31 de março de 2021; (vi) ações de conscientização e orientação para os colaboradores sobre cuidados individuais; (vii) acompanhamento de saúde e acesso a serviços de telemedicina.

Todos os colaboradores foram orientados a relatar eventuais sintomas imediatamente. Divulgamos canais de comunicação específicos (call center 24h e e-mail), bem como um formulário online para autodeclaração de suspeitas de sintomas. Monitoramos os casos suspeitos e seus contactantes desde o primeiro relato, tomando todas as medidas preventivas para evitar o contágio, orientando os colaboradores e aplicando teste RT-PCR (Reação em Cadeia da Proteína Transcriptase Reversa), quando indicado pela equipe de saúde. Também fornecemos aos nossos empregados com serviço médico de telemedicina 24 horas por dia, 7 dias por semana.

Para o setor offshore, considerando a característica especial de confinamento, adotamos medidas ainda mais rigorosas, sempre mantendo constante contato com órgãos reguladores, empresas de serviços e outras entidades deste setor para alinhamento das práticas. Implementamos isolamento domiciliar monitorado e triagem por profissionais de saúde no pré-embarque em plataformas, com suspensão do embarque de quem apresentar qualquer sintoma nos catorze dias antecedentes, bem como realizamos testes diagnósticos antes do embarque. Avaliamos, por meio de equipe de saúde dedicada, todos os colaboradores com sintomas a bordo e providenciamos o desembarque imediato dos casos suspeitos e seus contactantes.

De forma a assegurar que as melhores práticas sejam adotadas também por nossos fornecedores, acompanhamos as medidas e o planejamento das empresas responsáveis por unidades afretadas e das empresas prestadoras de serviços.

Em 2020, utilizamos os canais de comunicação já existentes nas comunidades vizinhas às nossas operações para tratar de questões como o monitoramento periódico da situação da Covid-19, orientações do governo federal e dicas de higiene. Nas reuniões virtuais, divulgamos campanhas de solidariedade e tratamos de temas como a saúde mental durante a Covid-19 com a participação de nossos profissionais de saúde.

Os projetos do Programa Petrobras Socioambiental também atuaram com prontidão em resposta à pandemia de Covid-19, com medidas subsequentes de mitigação de riscos à saúde, adotando uma série de ações para salvaguardar a saúde das equipes técnicas e dos beneficiários. Nesse período, foi possível contar com a rede de apoio a projetos socioambientais para a captação de recursos para as comunidades do entorno de nossas operações. No total, a rede arrecadou US\$55.233,82, valor que permitiu a doação de 4.036 cestas básicas. Além disso, mais de 400.000 máscaras foram produzidas para distribuição.

Também fizemos contribuições financeiras para projetos de combate à Covid-19 e doamos combustível, testes de Covid-19, equipamentos de proteção individual e itens de higiene, no valor total de US\$4.542.195,22.

Horas dos supercomputadores acadêmicos SDumont, no LNCC, e OGBON, no SENAI/CIMATEC foram dedicadas à pesquisa relacionada à Covid-19 por meio do projeto Stanford Folding@home. Tanto o LNCC quanto o SENAI/CIMATEC são nossos parceiros acadêmicos. Investimos na expansão e instalação de supercomputadores e temos o direito de usar parte da infraestrutura. Os relatórios apontaram um total de 19.248 horas no OGBON e 459.772,50 no SDumont dedicadas ao projeto Folding@home, ou seja, um total de 479.020,50 horas.

Resiliência e preservação da liquidez

Tendo em vista o impacto da Covid-19 no mercado de energia, as incertezas quanto ao preço e demanda do petróleo e as condições de financiamento do mercado de capitais, implementamos diversas medidas financeiras para garantir a liquidez. Uma dessas medidas foi o saque de linhas de crédito compromissadas, no valor de US\$8 bilhões, além de outras linhas no mercado bancário nacional, no valor total de US\$698 milhões no primeiro trimestre de 2020. No terceiro trimestre de 2020, amortizamos US\$7,6 bilhões em linhas de crédito compromissadas.

Também adotamos uma série de ações para reduzir os desembolsos e preservar o caixa como medida para proteger nossa saúde financeira. Essas incluem otimizar a produção de petróleo, postergar desembolsos de caixa e reduzir custos. Hibernamos nossas plataformas que operam em campos de águas rasas, com maiores custos de extração por barril, e ajustamos o processamento de nossas refinarias de acordo com a nova demanda de combustível. Reduzimos custos com intervenções em poços, otimizamos a logística de produção e adiamos novas contratações significativas.

Excluindo o efeito da taxa de câmbio, alcançamos uma redução de US \$1 bilhão em relação ao nosso orçamento de gastos operacionais e uma redução de US\$2 bilhões nos investimentos programados para 2020, resultando em um investimento total de US\$8,1 bilhões.

Nossas despesas com áreas corporativas reduziram 15% em comparação com 2019. Para mais informações sobre os impactos da pandemia de Covid-19 em nossas operações e resultados, consulte “Nossos Negócios” e “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Jornada científica

Liderados por nosso Centro de PD&I (CENPES), também trabalhamos para combater e mitigar os efeitos causados pela Covid-19.

Nossos cientistas usaram sua experiência multidisciplinar, incluindo conhecimento em metodologias ágeis, tecnologias digitais, prototipagem, microbiologia e muitas outras especialidades para propor formas de combater a pandemia. Todas as ações tiveram como objetivo prevenir, diagnosticar e buscar a cura da Covid-19, tanto na nossa empresa como na sociedade.

Transformamos nossa capacidade técnica em benefícios para a sociedade em diversas frentes, valendo-nos de parcerias que nos permitiram ampliar e acelerar nossas ações. Nossa energia foi direcionada para soluções rápidas e viáveis para enfrentar a Covid-19.

As principais ações dos projetos desenvolvidos ou apoiados foram:

- **Aceleração da produção de ventiladores pulmonares por meio de apoio financeiro para:** (i) três projetos apoiados com US\$19.245,57 cada; e (ii) um projeto da USP (Universidade de São Paulo) recebeu US\$211.701,31 para a produção do primeiro lote de 135 ventiladores para doação a hospitais públicos, 50 já foram produzidos e doados.
- **Manutenção de ventiladores pulmonares:** Apoio de US\$190.307,45 à iniciativa do SENAI com a recuperação de mais de 2.400 ventiladores não utilizados em hospitais e mais de 68 ventiladores reparados com recursos próprios em 2020.
- **Inteligência Artificial para diagnóstico por imagem:** (i) diagnóstico por imagem (tomografia e raio-X) usando inteligência artificial em parceria com o Hospital das Clínicas da USP para identificar os efeitos causados pela Covid-19; (ii) 24.000 exames analisados em 49 hospitais cadastrados; e (iii) redução de 30% para 10% dos falsos negativos em todo o Brasil, levando ao tratamento adequado da Covid-19 e redução do contágio.
- **Computadores de alto desempenho apoiando o projeto Folding@Home:** provisão de capacidade computacional para sequenciamento do genoma do vírus, com nossos parceiros do Consórcio de Libra. Capacidade computacional equivalente a 15.000 notebooks de última geração voltados para estudos de combate à Covid-19.
- **Novo protocolo para aumentar a capacidade de avaliação de amostras em laboratórios:** (i) aumento da disponibilidade de testes RT-PCR por meio do Protocolo de Divulgação de Teste em parceria com o SENAI-Firjan, com o método multiplex e pool; (ii) ganho de produtividade de 100% na análise das amostras coletadas; e (iii) economia de 43% nos reagentes utilizados nas análises;
- **Adaptando as instalações para um trabalho mais seguro:** i) implementação de sistema de análise de vídeo inteligente para detecção de uso de máscara facial e monitoramento de multidões em nossas instalações, minimizando o risco de infecção de equipes no trabalho face a face. (ii) implementação de teste rápido para Covid-19, com retestagem com ciclo de 14 dias e contraprova de testagem rápida de antígenos para todos os casos positivos. (iii) implementação de testes RT-PCR obrigatórios de todos os trabalhadores offshore imediatamente antes do embarque; (iv) Distribuição de kits com máscaras para nossos colaboradores; (v) transmissão diária das mensagens de orientação e prevenção da Covid-19 por meio do sistema de som interno; (vi) instalação de placas de instrução e orientação de acordo com notas técnicas internas para retorno seguro; e (vii) instalação de dispensers de álcool gel e pontos de abastecimento, distribuídos em pontos estratégicos das instalações.

Reconhecimento de nossa participação

Nossas parcerias com o Senai e o Hospital das Clínicas da USP para o combate à Covid-19 foram reconhecidas com premiações nacionais, confirmando que o esforço coletivo entre as instituições tem sido fundamental no combate à Covid-19. A iniciativa do Senai de recuperação dos ventiladores pulmonares, apoiada por nós e outras empresas, recebeu, em dezembro de 2020, o prêmio Empreendedor Social do Ano da Folha de São Paulo e da Fundação Schwab (vinculada ao Fórum Econômico Mundial).

Outro projeto reconhecido foi a plataforma de inteligência artificial RadVid19, desenvolvida pela USP, que detecta Covid-19 em exames de radiografia e tomografia computadorizada. A iniciativa, em parceria conosco e com outras instituições, conquistou, em dezembro de 2020, o Prêmio Abril/Dasa como o melhor projeto na categoria Medicina Diagnóstica.



Plano Estratégico

Plano Estratégico

Plano Estratégico 2021-2025

Nosso Plano Estratégico consiste na avaliação contínua do ambiente de negócios e na implementação de nossas estratégias, permitindo que os ajustes sejam feitos de forma mais eficiente. O Plano está focado na exploração e produção de óleo e gás natural, notadamente no pré-sal brasileiro, que é um dos nossos maiores pontos forte e fonte de criação de valor.

Além disso, nosso Conselho de Administração programou uma apresentação em sua agenda para 2021, com relação às metas de longo prazo além deste período de cinco anos.

Continuamos a fornecer energia competitiva e de baixo carbono para o mundo, contribuindo para um futuro próspero e sustentável. A transformação digital tem se fortalecido como um importante instrumento de agregação de valor aos nossos negócios em um ambiente competitivo. Outro destaque do nosso Plano Estratégico 2021-2025 é a adoção do valor econômico adicionado (EVA[®], aqui denominado “EVA”) como ferramenta de gestão da nossa empresa.

Nosso Plano Estratégico mantém os cinco pilares que sustentam a implementação do conjunto de estratégias da empresa e dois temas aos pilares estratégicos - transformação cultural e digital:

- Maximização do retorno sobre o capital empregado;
- Redução do custo de capital;
- Busca incessante por custos baixos e eficiência;
- Meritocracia; e
- Segurança, saúde and respeito às pessoas e ao meio ambiente.

PILARES ESTRATÉGICOS SUSTENTAM NOSSA AGENDA TRANSFORMACIONAL



Nosso Plano Estratégico reafirma a nossa visão de “Ser a melhor empresa de energia na geração de valor para o acionista, com foco em óleo e gás e com segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente”, que busca eliminar o gap de performance que nos separa das melhores empresas globais de petróleo e gás (Conceito Mind the Gap) e inserimos o modelo de dupla resiliência: a econômica, resiliente aos cenários de baixo preço do petróleo; e a ambiental, com foco no baixo carbono.

Nossas estratégias de negócios buscam garantir que os nossos recursos e ativos sejam empregados no momento certo, a fim de perseguir o maior retorno possível sobre o capital investido. Essas estratégias direcionam as nossas decisões de negócio e determinam o caminho pelo qual pretendemos atingir os nossos objetivos.

Nosso Plano Estratégico apresenta quatro métricas de topo que impactarão diretamente a remuneração não só dos executivos, mas de todos os empregados da companhia em 2021. Duas delas estão relacionadas à sustentabilidade (ESG):

- Intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE);
- Vazamento de petróleo e derivados;
- Dívida Bruta de US\$67 bilhões em 2021;
- Delta do EVA® consolidado de US\$1,6 bilhão.

METAS 2021

AMBIÇÃO: Zero fatalidades e Zero vazamento



1) Intensidade de Gases de Efeito Estufa
 2) VAZO: Volume Vazado de Óleo e Derivados
 3) Taxa de Acidentados Registráveis

Mantemos o indicador TAR (Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora) como métrica de topo para 2021, mas ajustamos a meta para abaixo de 0,7, reforçando o compromisso com a vida. Continuamos com nossa ambição de zero fatalidades e adicionamos nossa ambição de vazamento zero.

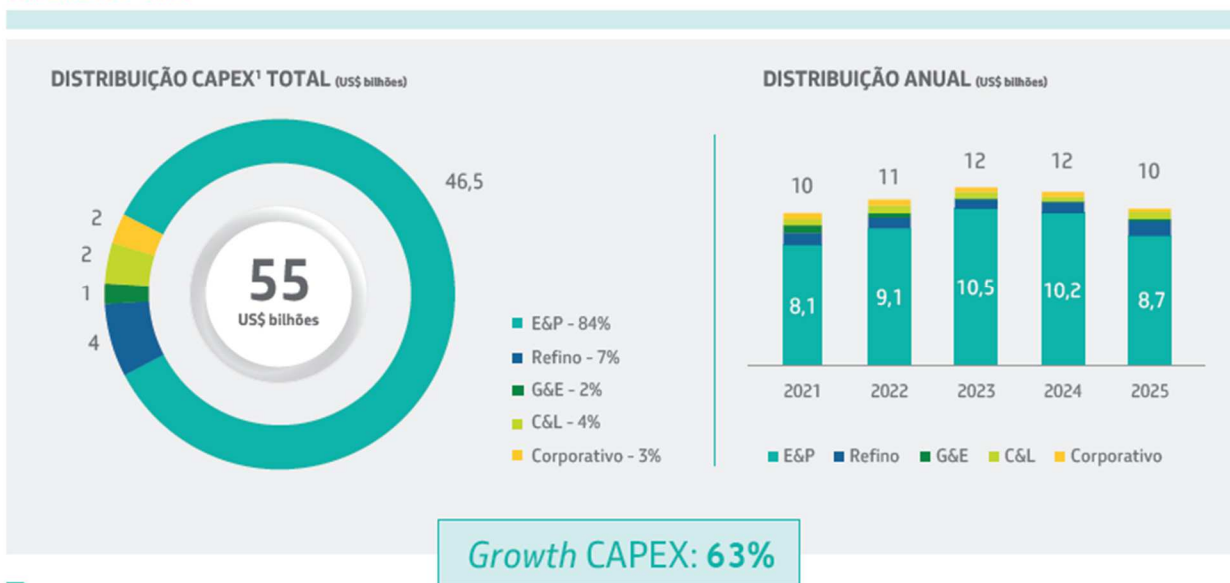
A redução da dívida e a desalavancagem financeira continuarão prioritárias, sendo a geração operacional de caixa e os desinvestimentos fundamentais para esses fins. De janeiro de 2019 a setembro de 2020, mesmo com os impactos da pandemia de Covid-19 e preços reduzidos do petróleo em 2020, fomos capazes de reduzir a nossa dívida bruta em US\$31 bilhões e de mantermos a nossa meta de US\$60 bilhões até 2022.

Nossas estratégias foram ajustadas com a definição de nossas ações por segmento estratégico, tendo em vista nosso foco no *core business* e na geração de valor para os acionistas, dando visibilidade a temas relevantes para o nosso futuro, tais como: (i) transparência e foco em sustentabilidade (ESG), principalmente no que diz respeito à descarbonização das operações; (ii) fortalecimento das atividades de logística, marketing e vendas; (iii) busca por um Refino - BioRefino - mais eficiente e sustentável; e (iv) fortalecimento do nosso modelo de gestão.

	<p>Exploração e Produção</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Maximizar o valor do portfólio, com foco em águas profundas e ultra profundas, buscando eficiência operacional, otimização do fator de recuperação, parcerias e baixa intensidade de gases de efeito estufa; _ Crescer sustentado em ativos de óleo e gás de classe mundial, em águas profundas e ultra profundas.
	<p>Gás e Energia</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio; _ Otimizar o portfólio termelétrico com foco no auto consumo e na comercialização do gás próprio; _ Sair integralmente da distribuição e do transporte de gás.
	<p>Refino</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Atuar de forma competitiva nas atividades de refino, com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor; _ Sair integralmente dos negócios de fertilizantes, distribuição de GLP e de biodiesel; _ Agregar valor ao parque de refino com processos mais eficientes e novos produtos de BioRefino, como BioQAV e Diesel Renovável, em direção a um mercado de baixo carbono.
	<p>Comercialização e Logística</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Prover e gerir soluções integradas de logística, garantindo uma alocação ótima de ativos, insumos e produtos, com custos competitivos, sustentabilidade nas operações, confiabilidade e segurança; _ Atuar na comercialização de petróleo e derivados, em ambiente competitivo, gerando valor para a companhia e seus clientes, através da integração da cadeia produtiva da Petrobras e suas subsidiárias.
	<p>Transição Energética</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Desenvolver pesquisas visando a atuação, em longo prazo, em negócios de Petroquímica e energia renovável com foco em eólica e solar no Brasil.
	<p>Competitividade</p>	<ul style="list-style-type: none"> _ Transformar digitalmente a Petrobras entregando soluções para os desafios, empoderando nossos colaboradores, gerando valor e aumentando a segurança das operações; _ Desenvolver as competências críticas e uma cultura de alto desempenho para atender aos novos desafios da companhia, utilizando o valor econômico adicionado como ferramenta de gestão; _ Perseguir constantemente uma estrutura de custos e de investimentos competitiva e eficiente, com alto padrão de segurança, saúde e respeito ao meio ambiente; _ Fortalecer a credibilidade e a reputação da Petrobras.

Nosso CAPEX previsto para o período 2021-2025 é de US\$55 bilhões, dos quais 84%, ou US\$46 bilhões, serão alocados no segmento de Exploração e Produção (E&P). Desse último, 70% dos investimentos, ou cerca de US\$32 bilhões, serão alocados em ativos do pré-sal. Essa alocação é aderente ao nosso posicionamento estratégico, focando em ativos em águas profundas e ultraprofundas, por meio de inovações guiadas por nossa força de trabalho altamente qualificada.

CAPEX 2021 - 2025

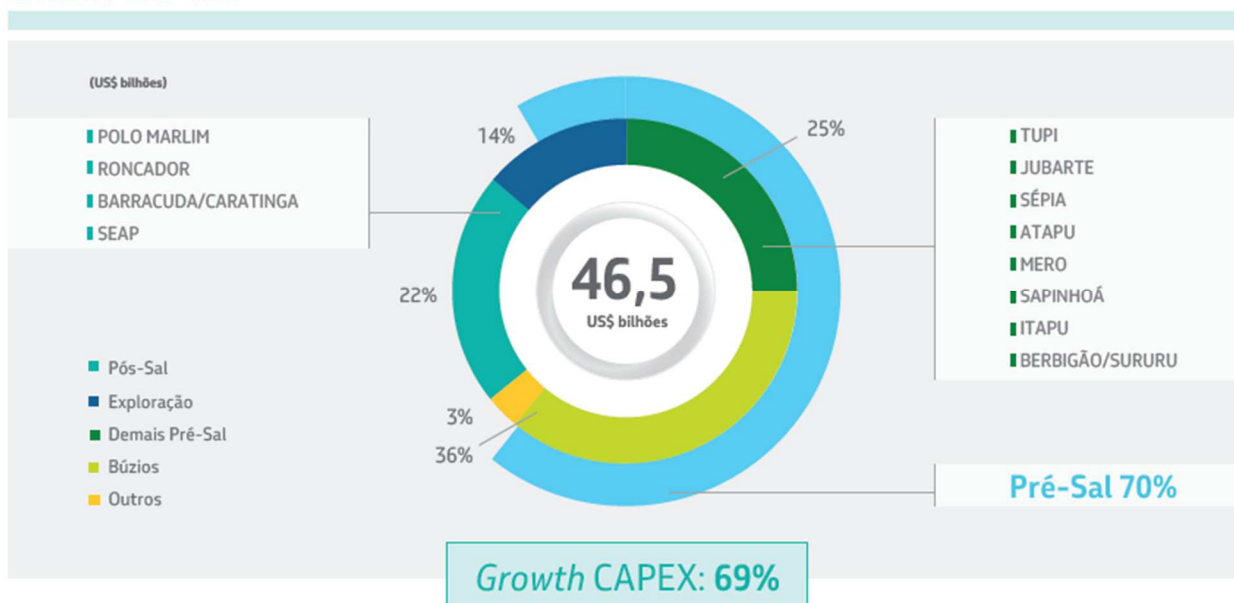


1) - 50% do CAPEX em dólares

O valor do CAPEX foi ajustado de US\$75 bilhões (último plano) para US\$55 bilhões (plano atual), dos quais US\$35 bilhões são investimentos dedicados para crescimento (“Growth CAPEX”) e US\$ 20 bilhões são relativos à manutenção (“Sustaining CAPEX”).

Os principais fatores para a redução de CAPEX entre os Planos foram: a desvalorização do Real frente ao Dólar americano; a otimização do investimento exploratório; manutenção dos compromissos já firmados com a ANP; evitar CAPEX associado a desinvestimentos; e a revisão do portfólio de investimentos - projetos postergados ou cancelados que, na nova realidade dos preços do petróleo, deixaram de ser atrativos.

CAPEX E&P 2021 - 2025

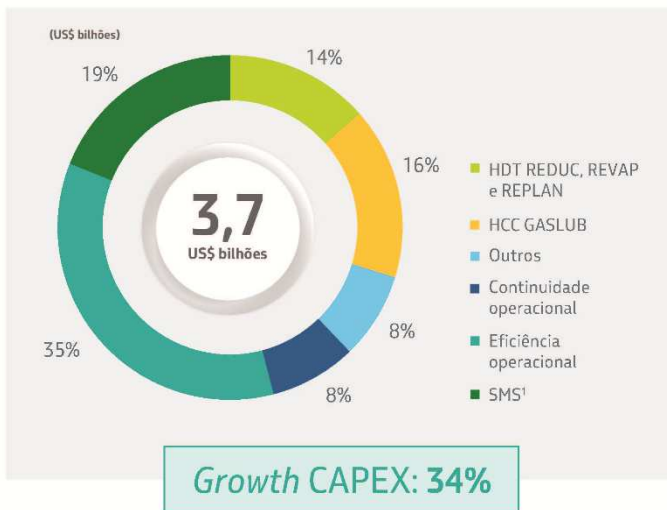


Nosso Plano Estratégico apresenta um portfólio crescente de E&P com foco em atividades localizadas em águas profundas e ultraprofundas, qualificando-a como uma estratégia de crescimento baseada em ativos de classe mundial, onde o custo de extração é menor, proporcionando maior retorno. Assim, esperamos que 70% dos nossos investimentos no segmento para o período de 2021-2025 sejam direcionados aos ativos e projetos do pré-sal, em particular no campo de Búzios, onde se prevê a alocação de 36% do total do investimento do segmento de E&P.

No período de 2021-2025, nosso CAPEX estimado para o plano de renovação da Bacia de Campos é de US\$13 bilhões. Cerca de 10% desses US\$13 bilhões correspondem a investimentos em exploração nos 14 blocos que foram adquiridos de 2017 a 2019 da ANP, na Bacia de Campos. Esperamos perfurar quatro poços exploratórios na Bacia de Campos em 2021, todos com foco no pré-sal.

Nosso Plano Estratégico contempla investimentos relevantes em outras bacias fora do Sudeste em águas profundas e ultraprofundas, todas dentro do Brasil. Vamos investir cerca de US\$1 bilhão na exploração da Margem Equatorial. Também daremos continuidade ao projeto de desenvolvimento em águas profundas de Sergipe, onde esperamos investimentos da ordem de US\$2 bilhões.

CAPEX DO REFINO 2021 - 2025



Principais Projetos

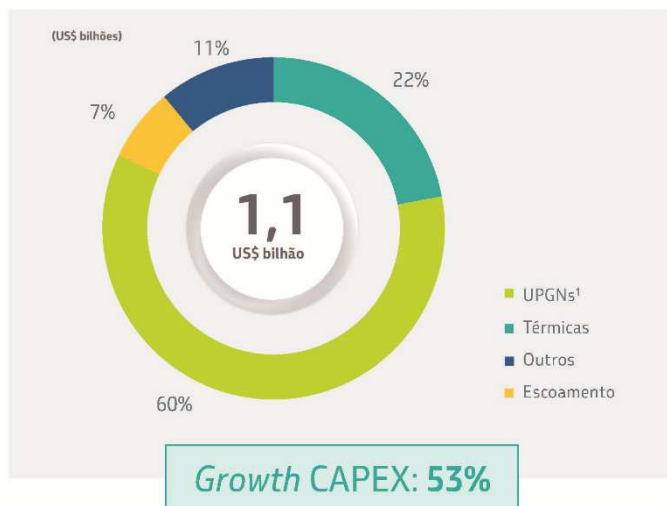
- 3 projetos de HDT para maior produção de diesel S-10 e HCC do Polo Itaboraí para produção de lubrificantes mais avançados
- Aumento da eficiência operacional e da eficiência energética
- Ações de SMS incluindo redução de emissões e aumento do reuso de água

¹ Projeto de mitigação de carbono e reuso de água.

Quanto ao segmento de refino, nossa estratégia é focar em ativos próximos à maior oferta de petróleo e ao maior mercado consumidor brasileiro. Pretendemos vender parte de nossas unidades de refino atuais e investir na atualização das refinarias restantes (aumentando a participação do diesel S-10, BioRefino, eficiência e redução de emissões).

Temos 13 refinarias localizadas em várias regiões do país e uma unidade de processamento de xisto no Paraná. Manteremos cinco refinarias concentradas no Sudeste. Para os próximos cinco anos, estimamos um CAPEX de US\$3,7 bilhões, 34% para o desenvolvimento de novos projetos nas refinarias que permanecerão em nosso portfólio.

CAPEX DO GÁS E ENERGIA 2021 - 2025



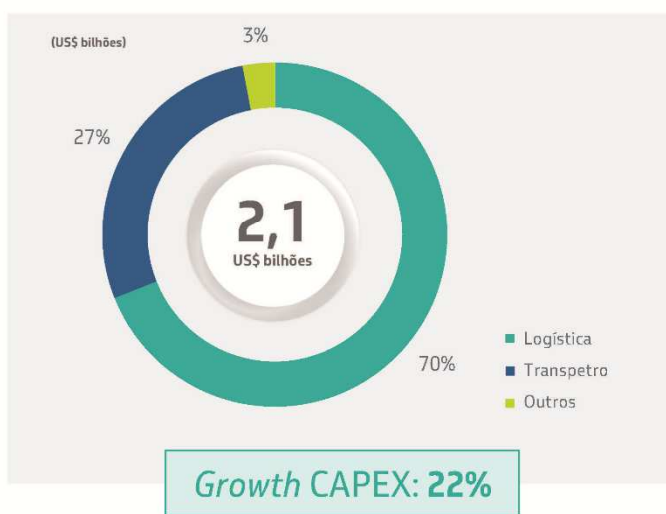
Principais Projetos

- Construção da Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí
- Upgrades de turbinas a gás das térmicas
- Modernização no sistema de controle e partidas das térmicas

¹ Unidades de Processamento de Gás Natural

No segmento de Gás e Energia, nossos investimentos estão focados na Rota 3 e na unidade de processamento de gás natural para permitir o escoamento do gás natural da produção do pré-sal. O Projeto Rota 3 é nossa terceira rota de gás do pré-sal, o que aumentará a quantidade de gás exportada e a capacidade de processamento dos ativos do pré-sal. A previsão de entrada em operação é entre o 4T21 e o 1T22.

CAPEX DE COMERCIALIZAÇÃO & LOGÍSTICA 2021 - 2025



Principais Projetos

- Manutenção de dutos e terminais
- Manutenção na docagem de navios
- Pró-Dutos, SMS, ETEs¹
Terminal Santos (Alemoa)
Plano Diretor de Dutos - São Paulo
Substituição de dutos

¹) Estação de tratamento de efluentes

Na logística, estamos concluindo o projeto plano diretor de dutos em São Paulo, retirando dutos de petróleo, GLP e nafta de áreas populosas de São Paulo. Além disso, a nova Diretoria de Comercialização e Logística criada em 2020 está focada na melhoria da eficiência, segurança e disponibilidade logística.

Continuamos buscando a desalavancagem por meio da geração de caixa e desinvestimento. Em 2021, nossas principais necessidades de caixa devem atender aos nossos Investimentos orçados para o ano, no valor de US\$10 bilhões, e fazer pagamentos de principal e juros de US\$6 bilhões em nossa dívida.

Os desinvestimentos previstos em nosso Plano Estratégico geraram uma expectativa de entrada de caixa entre US\$25-35 bilhões, com a maior concentração prevista para os anos 2021 e 2022. Além dos desinvestimentos já anunciados por nós em nosso último plano estratégico, também desinvestiremos de alguns ativos, incluindo Marlim, Albacora, BR e Braskem, entre outros, em linha com a revisão de nosso portfólio. A implementação da venda de tais ativos pode depender de condições de mercado e estratégicas.

Os principais desinvestimentos planejados no período 2021-2025 são apresentados a seguir.

PERÍODO 2021-2025

E&P

- 209 ativos de terra e águas rasas no Brasil (22 ativos em 2020)
- Ativos em outros países: Argentina, Bolívia, Colômbia e EUA
- Polo Marlim (50%)
- Albacora/Albacora Leste
- Frade

Downstream

- REFAP
- RNEST
- REPAR
- RLAM
- LUBNOR
- REGAP
- REMAN
- SIX
- Braskem
- Colômbia
- PBIO
- BSBios
- BR

Gás e Energia

- NTS (10%), TBG, GTB e TSB
- Gasodutos (rotas)
- ANSA
- GASPETRO
- Térmicas
- UFN-III

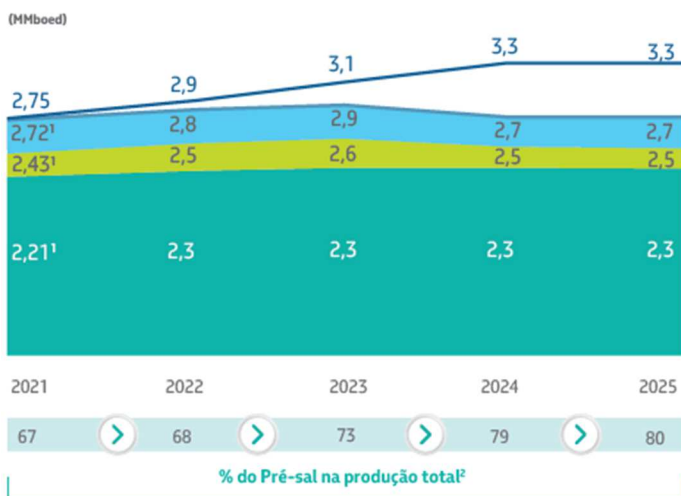
Produção de Petróleo, LGN e Gás Natural

A curva de produção de petróleo e gás estimada em nosso Plano Estratégico, sem considerar os desinvestimentos, indica uma trajetória de crescimento contínuo. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 13 novos sistemas de produção, sendo todos alocados para projetos em águas profundas ou ultraprofundas.

Tal como fizemos no plano passado, apresentamos uma visão comercial da produção que reflete justamente o impacto financeiro nos nossos resultados, deduzindo da nossa produção de gás natural os volumes de gás reinjetado nos reservatórios, consumido nas instalações de E&P e queimado nos processos produtivos.

A curva de produção estimada em nosso Plano Estratégico é apresentada a seguir.

PRODUÇÃO ESTIMADA DE ÓLEO E GÁS¹



1) Com variação de 4% para mais ou para menos
2) Pós-desinvestimentos

Impacto desinvestimentos 2025 (MMboed)

- Terra e águas rasas: **0,3**
- Polo Marlim: **0,2**
- Albacora + Albacora Leste: **0,1**

Total: 0,6

- Produção de gás natural não comercial
- Produção de gás natural comercial
- Produção de óleo
- Produção total pré-desinvestimentos
- Produção total pós-desinvestimentos

A produção de petróleo para 2021 reflete os impactos relacionados à pandemia de Covid-19 e os desinvestimentos ocorridos em 2020. Consideramos uma variação de 4% para mais ou para menos na produção de 2021.

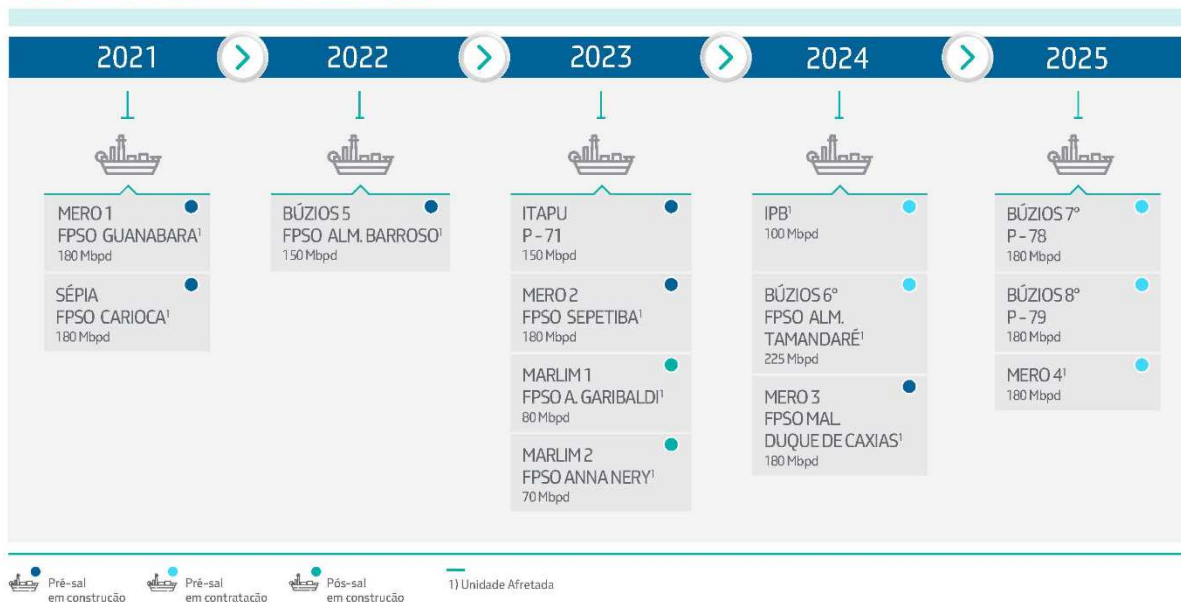
Nós acreditamos que essa curva se sustenta em um portfólio com mais valor e resiliência aos baixos preços do petróleo. No ano de 2021, por exemplo, esperamos uma produção de 2,75 milhões de boed antes dos desinvestimentos e de 2,72 milhões de boed após os desinvestimentos previstos.

Em 2025, esperamos uma produção total de 3,3 milhões de boed antes dos desinvestimentos e prevemos 2,7 milhões de boed após os desinvestimentos. Essa diferença de 600 mil barris/dia deve-se aos desinvestimentos em ativos onshore, em ativos em águas rasas, e nos campos de Albacora, Albacora Leste e Polo Marlim.

Também esperamos um aumento na participação da produção do pré-sal, chegando a 80% em 2025, em comparação a 67% de nossa produção total em 2020.

A seguir apresentamos a programação de nossas novas unidades até 2025. Acreditamos que somos líderes em investimentos nesses tipos de projetos no mundo. Nos próximos cinco anos, teremos treze novos FPSOs que entrarão em operação, onze no pré-sal e dois no pós-sal. Oito deles já estão em construção, incluindo sete em construção na China. Em 2021, iniciaremos a operação de duas dessas unidades - Sépia e Mero 1.

6 campos e 13 novos FPSOs entre 2021 e 2025



Preço do Petróleo Bruto e Taxa de Câmbio

As previsões do Plano Estratégico, como os fluxos de caixa dos projetos e consolidado, tiveram como premissa os preços médios do Petróleo Bruto Brent de US\$45/bbl em 2021-22 e US\$50/bbl até 2025 e no longo prazo. Assumimos uma taxa de câmbio Real/Dólar americano média de R\$5,50, R\$4,69, R\$4,46, R\$4,28 e R\$4,07 por US\$1,00 para cada ano do período de 2021-2025.

Financiamento

A forte geração esperada de fluxo de caixa livre será decorrente da maior eficiência projetada, do controle de gastos e dos recursos financeiros obtidos em função da gestão ativa de portfólio. Isso permitirá uma redução gradativa da dívida bruta, com consequente diminuição das despesas com juros e aumento nos valores estimados de distribuição de dividendos, através da atual Política de Remuneração aos Acionistas da companhia, gerando uma maior remuneração para os acionistas. Adicionalmente, ao antecipar fluxo de caixa via desinvestimentos de ativos a Petrobras realizará seus investimentos, reduzindo seu endividamento, sem necessidade de novas captações líquidas no horizonte do Plano Estratégico.

Compromissos de Baixo Carbono e Sustentabilidade

Reiteramos o nosso compromisso com o meio ambiente e com a descarbonização através do uso de novas tecnologias, que envolvem, por exemplo, a redução da queima de gás natural em flare, a reinjeção de CO₂ e ganhos de eficiência energética em nossas operações. Criamos uma gerência executiva com foco em mudanças climáticas, vinculada à Diretoria de Relações Institucionais e Sustentabilidade, e almejamos permanecer no primeiro quartil da indústria offshore de exploração e produção de petróleo e gás em relação à baixa emissão de carbono.

Nesse sentido, revisamos nossos dez compromissos com a sustentabilidade¹:

- 1. Redução das emissões absolutas operacionais totais em 25% até 2030;
- 2. Zero queima de rotina até 2030, conforme iniciativa Zero Routine Flaring do Banco Mundial;
- 3. Reinjeção de aproximadamente 40 milhões de toneladas de CO₂ até 2025 em projetos de Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (CCUS);
- 4. Redução de 32% na intensidade de carbono no E&P até 2025 (15 kgCO₂e/boe, mantido até 2030);
- 5. Redução de 40% na intensidade de emissões de metano no E&P até 2025;
- 6. Redução de 16% na intensidade de carbono no refino até 2025, ampliando para 30% até 2030 (30 kgCO₂e/CWT);
- 7. Redução de 50% na captação de água doce em nossas operações até 2030;
- 8. Crescimento zero na geração de resíduos de processos até 2025;
- 9. 100% das nossas instalações com plano de ação para a biodiversidade até 2025; e
- 10. Investimentos em projetos socioambientais, programas de direitos humanos e relacionamento comunitário.

¹ Compromissos de carbono relacionados à base de 2015. Outros compromissos com base em 2018.

Também pretendemos investir cerca de US\$1 bilhão nos próximos cinco anos relacionados aos nossos compromissos de baixo carbono e sustentabilidade que será distribuído por meio de iniciativas de inovação em nossas operações, biorefino (Diesel renovável, BioQAV, bioprodutos e lubrificantes) e pelo desenvolvimento de competências para o futuro por meio de P&D em renováveis modernos, produtos petroquímicos e de baixo carbono e projetos compensatórios.

Além dos compromissos de sustentabilidade, aprovamos cinco compromissos de responsabilidade social:

- Programa de capacitação em direitos humanos para 100% dos empregados;
- Ações de promoção da diversidade, proporcionando um ambiente inclusivo;
- Due diligence em Direitos Humanos em 100% de nossas operações;
- Diagnóstico socioeconômico das comunidades;
- Mensuração e divulgação do retorno social de no mínimo 50% dos projetos socioambientais.

Completando nossa agenda ESG, as questões de governança continuam sendo uma de nossas prioridades. Ao longo de 2020, fizemos esforços contínuos e apresentamos um forte desenvolvimento nesta área com a aprovação do nosso Código de Conduta Ética e do Guia de Conduta Ética para Fornecedores, o que contribuiu para o nosso retorno à Partnering Against Corruption Initiative (PACI) do Fórum Econômico Mundial (WEF). Além disso, apresentamos nossos compromissos de governança:

- Modelo de governança que permite o equilíbrio entre eficiência e controle; e
- Integridade e transparência, tolerância zero à fraude e corrupção.

Com a execução do nosso Plano Estratégico, reafirmamos nosso compromisso de nos tornarmos uma empresa mais robusta financeiramente, com baixo endividamento e custo de capital, focada em ativos de petróleo e gás de classe mundial e criação de valor, sempre atuando de forma ética e transparente, com segurança em nossas operações e respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Transformação Digital

Acreditamos que é importante estar preparado para um ambiente competitivo cada vez mais influenciado pelas tecnologias digitais. Nossa “Diretoria de Transformação e Inovação Digital”, criada em setembro de 2019, deu continuidade a uma jornada consistente e sinérgica, alinhada com nossos pilares estratégicos.

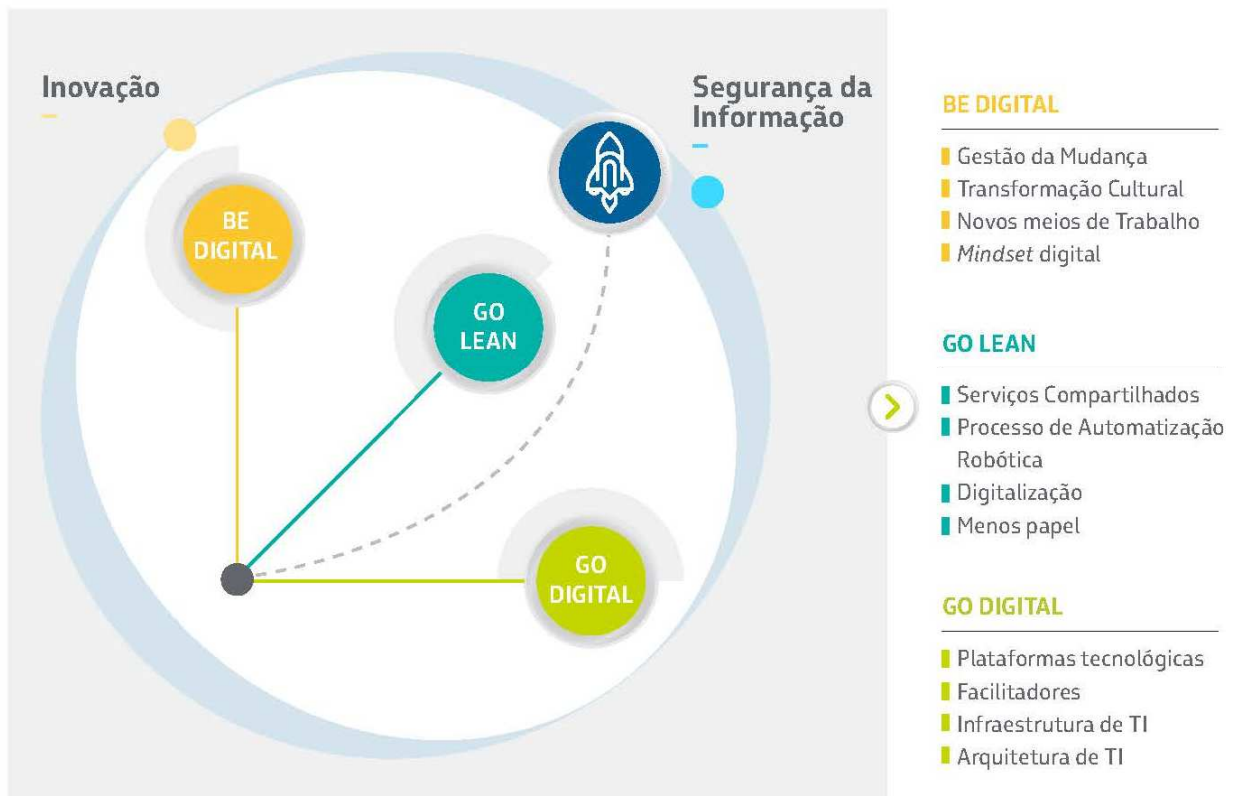
Nossa estratégia de inovação e transformação digital está ancorada em três iniciativas fundamentais para perseguir a trajetória exponencial de geração de valor:

Go Digital: Concentra-se em plataformas de tecnologia que impulsionam a evolução digital.

Be Digital: Foco na inovação digital e ágil - práticas, mindset e mudança cultural.

Go Lean: Foca na otimização e automatização de processos.

ESTRATÉGIA DA PETROBRAS PARA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL E INOVAÇÃO



Go Digital

A estratégia Go Digital visa colocar a tecnologia no centro de todos os negócios e, com isso, criar valor em toda a cadeia de valor da Petrobras. Por meio da adoção de metodologia ágil em escala e de nossa jornada em nuvem, buscamos inovação, bem como uma arquitetura de TI moderna que nos permite extrair valor de nossos dados. Isso abre caminho para soluções digitais com plataformas de dados integradas e tecnologias atualizadas, como inteligência artificial.

Em 2020, concluímos:

- a implantação dos supercomputadores Atlas e Fênix, os maiores e mais ecologicamente corretos supercomputadores da América Latina, em um projeto que aumentou nossa capacidade de computação de alto desempenho em 520%, com nove novos clusters HPC em dois anos. Também iniciamos a implantação do DRAGÃO, nosso novo supercomputador que supera o Atlas e o Fênix combinados. O DRAGÃO sozinho tem poder computacional equivalente a quatro milhões de smartphones modernos. Com novos supercomputadores e uso intenso de nuvem pública, esperamos aumentar nossa capacidade de HPC em 1600% em 2021 e em 4000% até 2023, em relação a 2018. Nossos investimentos em computação de alto desempenho são essenciais para apoiar programas estratégicos Upstream, como EXP100, PROD1000 e Céos;
- o desenvolvimento e implementação rápidos e eficazes de soluções para garantir a continuidade das operações de nosso escritório doméstico, em resposta à pandemia de Covid-19, cerca de duas semanas para ativar todas as soluções necessárias, como a disponibilidade de Microsoft Teams, que atinge mais de 45.000 usuários ativos diários. Essas ferramentas terão efeitos perenes, permanecendo mesmo após o fim da pandemia. Ressalta-se ainda que esse esforço conquistou o distinto prêmio nacional “IT Mídia” no setor de Energia para a Petrobras;
- início do projeto #tranS4mar, que reúne iniciativas de implantação do SAP S/4 HANA na Petrobras, que será um habilitador digital para a Indústria 4.0, por meio de revisão, simplificação, digitalização e integração de processos seletivos corporativos e empresariais. A evolução do Enterprise Resource Planning (ERP) da Petrobras iniciada com algumas soluções digitais entregues em 2020 permitirá ganhos de produtividade e um retorno esperado de mais de US\$190 milhões em cinco anos e está entre as maiores iniciativas envolvendo soluções SAP no mundo;
- a entrega de painéis e ambientes da Plataforma de Dados Integrada Upstream, possibilitando o uso de inteligência artificial no processamento geológico e proporcionando uma redução de 80% no tempo despendido na análise e consumo de dados para modelagem geológica dos reservatórios;
- otimização de processos em 11 refinarias (REPLAN, REVAP, REPAR, RECAP, REGAP, REDUC, REFAP, RPBC, REMAN, RNEST e LUBNOR), com ganhos de US\$196 milhões em dezembro de 2020 (operando acima de 65% do tempo na faixa de rendimento ideal) devido à implementação da ferramenta Digital Twins;
- otimização de processos e ferramentas de inteligência artificial (IA) nas plataformas de produção offshore da UN-BC e UN-ES com ganhos estimados de US\$87 milhões até 2025;

- a implantação de tecnologias digitais para maximizar a confiabilidade das operações de downstream, garantindo segurança aos empregados e ganhos financeiros decorrentes do aumento da produtividade; e eficiência energética, com destaque para o controle da eficiência de queima em flares através do reconhecimento de imagem e também o desenvolvimento e utilização de algoritmos de inteligência artificial para previsão do impacto por emissão de compostos odoríferos em refinarias, permitindo um melhor gerenciamento das emissões;
- o lançamento do Centro de Excelência em Análise e Inteligência Artificial (CoE), que combina expertise, processos e plataformas de tecnologia para alavancar a criação de valor por meio da tecnologia digital em toda a nossa cadeia de valor. O CoE em Analítica e Inteligência Artificial já entregou modelos que estão sendo utilizados para prevenção de Desligamento de Emergência (ESD) em plantas, otimização do processamento de gás e para os novos Centros de Operação Integrados. O modelo ESD por si só já capturou mais de US\$38 milhões em 2020. O CoE também desempenha um papel no desenvolvimento de habilidades de tecnologia digital em toda a organização - esse esforço faz parte do programa da Academia de Transformação Digital e Inovação;
- a integração de dados, o desenvolvimento de modelos analíticos preditivos relacionados com a Covid-19 e os painéis online foram disponibilizados para monitorar a presença física em edifícios e pisos de forma a prevenir aglomerações e preservar a saúde dos empregados e a análise de tendências e ações preventivas foram realizadas. Além da disponibilidade de um aplicativo móvel, que permite que os empregados em trabalho cara a cara sejam notificados quando se aproximam de pessoas com qualquer sintoma relatado de Covid-19;
- para que as reuniões do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal ocorram remotamente, implantamos uma solução totalmente em nuvem e extremamente segura, com agilidade e usabilidade;
- implementamos o Workplace by Facebook para possibilitar a comunicação e estimular o engajamento de toda a força de trabalho, fundamental neste momento de trabalho remoto.

Be Digital

Em 2020, demos continuidade à adoção de metodologias e mentalidade que sustentam uma cultura de inovação digital voltada para a geração de resultados. Nesse sentido, destacamos a criação de: (1) um Agile Center of Excellence (ACE), que se concentra na aplicação de metodologias e práticas ágeis e processos criativos de resolução de problemas, como Design Thinking. Passamos de 22 para uma centena de equipes ágeis que agora estão ajudando as unidades de negócios a obter maior eficiência e melhores resultados, acelerando soluções para seus maiores desafios; (2) uma Academia de Transformação Digital e Inovação para promover o treinamento de profissionais em novas habilidades e funções necessárias para essa transformação por meio de abordagens e conteúdos educacionais inovadores; e (3) um Laboratório de Inovação Corporativa que funcionará em sinergia com um ecossistema de parceiros internos e externos para prototipagem e testes em ciclos curtos de soluções digitais.

Laboratório de Inovação Corporativa e Laboratório de Inovação de Segurança

Acabamos de lançar nosso Laboratório de Inovação Corporativa, com a missão de fomentar a criação de valor nas áreas corporativas por meio da experimentação ágil e da inovação aberta. Ao alavancar um ecossistema de startups, empresas de tecnologia, academia e crowdsourcing, e utilizando o conceito “fail fast”, o laboratório corporativo visa não apenas criar soluções disruptivas, mas, acima de tudo, atender às principais oportunidades das áreas corporativas.

A segurança dos nossos empregados é um de nossos valores fundamentais. Apesar de nosso índice de acidentes ser muito baixo, sendo uma referência para a indústria de petróleo e gás, nos desafiamos a melhorar ainda mais a segurança. Para tanto, foi lançado também o Laboratório de Inovação de Segurança, que segue os mesmos processos de agilidade e colaboração acima, para oferecer soluções de previsão e prevenção de riscos por meio do monitoramento ativo do trabalho ou da redução da exposição de pessoas ao risco, por meio da melhoria do uso de wearables, análises de vídeo inteligentes, robótica e drones, por exemplo.

Academia de Transformação Digital

As empresas são transformadas por meio da transformação das pessoas. Portanto, foi criada uma academia de transformação digital para cuidar da jornada de transformação das pessoas, garantindo que as nossas tenham à disposição todas as rotas de qualificação e requalificação necessárias. Promotores e apoiadores da transformação da empresa são capacitados com o investimento em programas de educação digital. Com esforços de requalificação, a empresa fornecerá habilidades adicionais para os funcionários, fornecendo ferramentas sobre o uso da tecnologia, técnicas colaborativas e mindset e abordagem enxuta e digital que os capacitará a ser mais eficientes e eficazes na execução de suas funções reais. Com esforços de requalificação, a empresa irá preparar vários funcionários para desempenhar uma nova função na empresa, exigida pela jornada de transformação da empresa, como cientistas de dados.

Go Lean

Em 2020, começamos a repensar nossos processos internos, viabilizando-os para a transformação digital por meio da inserção de conceitos de smart office e digital shared services center. A combinação de processos compartilhados traz a possibilidade de otimização e melhoria do nível de serviço, principalmente com a aplicação de novas tecnologias. A implementação de soluções digitais nos processos de mobilidade permite a expansão das iniciativas de autonomia, melhorando a otimização de custos, reduzindo o back-office, aumentando a segurança dos utilizadores e a experiência dos empregados.

Aceleramos a modernização dos ambientes de trabalho, associada à implementação de um modelo definitivo de teletrabalho, que impõe uma nova dinâmica de ambientes de trabalho a partir de conceitos de coworking e maximização da ocupação do edifício. Todos esses ambientes falam diretamente ao modelo de transformação da cultura da empresa, com foco no empregado. Além disso, desenvolvemos mudanças em sistemas e processos para abertura de uso de novos players e provedores de mobilidade, ampliando o acesso a outras opções disponíveis no mercado. Também introduzimos otimizações de construção de nove edifícios em 2020 e 2021, as quais esperamos reduzir nossas despesas operacionais em US\$0,2 bilhão para o período de 2021-2025.

É também importante destacar a geração de valor através da gestão ativa de ativos imobiliários, com a publicação de 13 editais de venda e a conclusão de duas vendas no 4º trimestre de 2020.

Outra parte de nossa estratégia é usar os recursos de nosso shared service center como uma potência de processo digital, promovendo e liderando a simplificação e digitalização de processos, como alavancas para aumento de produtividade da força de trabalho, otimização de custos, criação de valor e permitindo que nossa equipe de front office se concentre em nosso core business.

Neste sentido, a criação do Centro de Excelência em Robotização e Digitalização (CERD), através da digitalização e robotização de processos, gera ganhos de eficiência, tornando os nossos ambientes mais seguros e permitindo a realocação de empregados em tarefas operacionais repetitivas para atividades de maior valor. Durante seis meses de operação, o CERD entregou mais de 30 fluxos de processos otimizados e digitalizações e 107 robotizações, contribuindo tanto para a melhoria da eficiência no BE LEAN, quanto para sua automatização no GO DIGITAL.

Inovação e R&D

Juntamente com as três iniciativas mencionadas acima, utilizamos a inovação, a pesquisa e o desenvolvimento como ferramentas para ampliar a criação de valor e influenciar nossa estratégia.

Temos um histórico de sucesso no desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras, principalmente no que diz respeito à perfuração, completação e produção de poços em águas cada vez mais profundas. Nossos esforços receberam quatro prêmios OTC, recentemente em 2019, pelas tecnologias que desenvolvemos para o Teste de Longa Duração de Libra. Em 2020, o prêmio reconheceu o conjunto de inovações desenvolvidas para viabilizar a produção no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos. Para concretizar esse projeto, nós desenvolvemos uma série de tecnologias para um cenário que combina condições desafiadoras, como águas ultraprofundas e reservatórios localizados abaixo da camada de sal, submetidos a altos níveis de pressão, além de elevada presença de dióxido de carbono. As inovações abrangem as áreas técnicas de geociências, reservatórios, poços, elevação e escoamento, bem como tecnologias submarinas e instalações de superfície. Um dos principais destaques do desenvolvimento foi a instalação de quatro navios do tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo) em um período de apenas 11 meses em um único campo de produção.

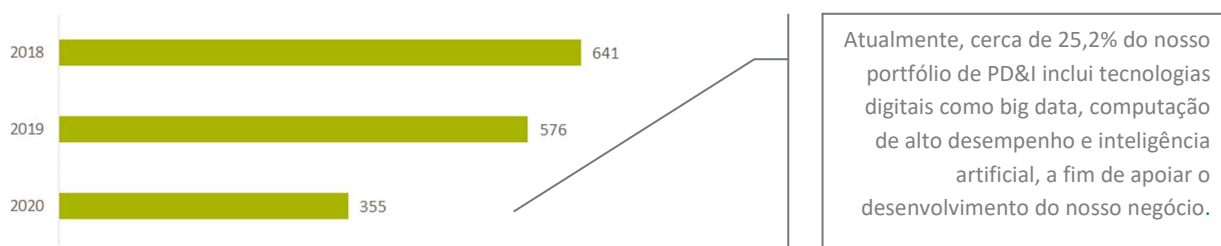
Nosso centro de pesquisa e desenvolvimento (CENPES) é uma das maiores instalações do gênero no setor de energia e uma das maiores do hemisfério sul. O CENPES possui uma área total de 308.000 m², e conta com 147 laboratórios e mais de 8.000 equipamentos, com tecnologia de ponta. Os laboratórios do CENPES são dedicados principalmente às tecnologias do pré-sal, que é nossa principal fonte de valor. A missão do CENPES' é "imaginar, criar e fazer hoje o futuro da Petrobras". Em 31 de dezembro de 2020, esta unidade tinha 1.237 empregados, 89% dos quais são dedicados à pesquisa e desenvolvimento. Este grupo inclui 15 empregados com pós-doutorado, 253 com doutorado e 365 com mestrado em ciências. Também temos várias plantas de protótipos em escala semi-industrial em todo o Brasil que estão localizadas próximas às nossas instalações industriais e visam a prototipagem rápida e escalonamento de novas tecnologias industriais a custos reduzidos. Em 2020, desenvolvemos diversas atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento. Realizamos projetos de pesquisa conjuntos com mais de 120 universidades e centros de pesquisa no Brasil e 85 no exterior.

Enquanto buscamos resultados valiosos em pesquisa e desenvolvimento, estamos explorando novas maneiras de inovar por meio de tecnologias disruptivas, transformação digital e engajamento de startups. Os ecossistemas de inovação são essenciais para desbloquear todo o potencial das tecnologias emergentes e podem acelerar a inovação. Atualmente trabalhamos com parcerias tecnológicas para alavancar nosso capital humano. Já começamos a melhorar nossas conexões com os ecossistemas de inovação, adotando novas práticas de inovação aberta com startups. O primeiro passo foi um desafio de inovação em cooperação com o SEBRAE (entidade privada sem fins lucrativos com a missão de promover o desenvolvimento sustentável e competitivo de pequenos negócios no Brasil) por meio de uma chamada para startups e pequenas empresas para projetos que visam o aprimoramento de maturidade tecnológica e taxas de implementação. Em 2020, lançamos a segunda chamada pública de desafios de PD&I e otimizamos o processo de engajamento em relação à nossa iniciativa original em 2019, aumentando o número de propostas e startups envolvidas. Além disso, com base em uma estratégia de ganhos rápidos, também realizamos uma chamada pública pioneira para testar soluções inovadoras em escala que possam melhorar a produtividade ou segurança de operações críticas.

Está entre nossas prioridades de pesquisa e desenvolvimento fornecer tecnologias para águas profundas e ultraprofundas para atender a eficiência operacional desejada e a otimização do fator de recuperação, assim como desenvolver tecnologias para downstream, gás e energia, e no longo prazo, energias renováveis, como solar e eólica. Por exemplo, nosso programa “PROD1000” tem a ambição de chegar a 1.000 dias entre a descoberta do campo e o início da produção, ante a média atual de 3.000 dias (PROD1000) para ao pré-sal. Nossa intenção é combinar o PROD1000 com o “EXP100”, um programa com a ambição de aumentar a chance de descoberta de petróleo para 100% na perfuração de poços exploratórios, reduzindo riscos e custos do projeto, agilizando o desenvolvimento da produção. O resultado seria um início mais precoce da fase de desenvolvimento da produção, o que aumentaria a eficiência de capital de ciclo completo. O CENPES trabalha atualmente em uma visão de futuro que contempla sistemas submarinos inteligentes, com alto nível de conectividade, levando a uma gestão de maior integridade, confiabilidade e redução significativa de custos e emissões. O uso extensivo de veículos subaquáticos autônomos residentes e a exploração aprimorada do fundo do mar podem aumentar o uso de sistemas de processamento submarinos, aliviando as unidades de superfície, o que cria opções para instalações não tripuladas, projetos submarinos para costa ou um sistema de produção híbrido.

Os reservatórios carbonáticos heterogêneos do pré-sal brasileiro normalmente apresentam longa compensação, altas taxas de produção/injeção e riscos de garantia de fluxo. O desafio é como maximizar o volume de produção com custos gerais mínimos. Para cumprir este desafio, dois projetos de poços foram desenvolvidos para aplicação no pré-sal brasileiro: PACI 3Z HD (Completação Inteligente de Poço Aberto - 3 zonas - Hidráulica Direta) e PACI-e (Completação Inteligente de Poço Aberto - Elétrica). Ambos focam na redução de custos e maximização da produção. O segundo projeto representa um avanço tecnológico que leva a uma melhor confiabilidade, resultando na redução do custo de manutenção e na melhoria final da recuperação em comparação com o primeiro projeto. Em 2020, atingimos um novo recorde de poços do pós-sal, com a perfuração completa de um poço pós-sal em 44 dias. Este resultado traz uma nova perspectiva para os campos maduros, pela introdução de um novo conceito denominado “True One Trip - 3 Phases” devido à sua inovação de design: perfurar poços com apenas 3 fases e instalar toda a completção de uma única vez. Este conceito foi desenvolvido por um de nossos grupos multidisciplinares. Este teste de campo também valida o conceito, permitindo sua futura aplicação em diversos projetos, resultando em uma redução de custo geral de 50%.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (US\$ MILHÕES)



Além disso, no período de três anos encerrado em 31 de dezembro de 2020, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento receberam 259 patentes no Brasil e 51 no exterior. Nosso portfólio de patentes cobre todas as nossas áreas de atividades. Atualmente, temos 878 pedidos de patentes em exame, 441 no Brasil e 437 no exterior, distribuídos em mais de 40 países.

Em 2020, construímos um ecossistema de inovação em constante evolução para criar e potencializar o potencial das novas tecnologias e do nosso capital humano, acelerando a aplicação da inovação em nossos negócios. Melhoramos continuamente nosso ecossistema de inovação com base nos objetivos de negócio e compartilhamos nossos desafios com todo o ecossistema, como no programa Conexões para Inovação, organizado em módulos para modernizar nosso relacionamento com *startups*, institutos de ciência e tecnologia e empresas. Em 2020, reforçamos nosso modelo de relacionamento estruturado com as *startups*, acelerando o avanço do nível de maturidade tecnológica e comercial das soluções e aumentando a taxa de sucesso e implementação, estimulando o desenvolvimento de soluções tecnológicas para o setor de petróleo, gás e energia.

Nesse contexto, lançamos uma segunda chamada de propostas dentro do programa Conexões para Inovação, na qual selecionamos 18 *startups*, entre 363 cadastradas no país, 100 a mais que na edição anterior, totalizando 23 *startups* entre mais de 500 nesses últimos dois anos. No total, serão investidos US\$1,9 milhão no desenvolvimento de soluções tecnológicas propostas pelas empresas selecionadas, nas áreas de tecnologias digitais, robótica, eficiência energética, corrosão, redução de carbono, modelagem geológica e tecnologias de inspeção.

Além disso, também realizamos uma chamada pública pioneira com o objetivo de testar soluções inovadoras em escala que possam melhorar a produtividade ou a segurança de operações críticas, considerando a estratégia de obter ganhos rápidos com o processo de inovação. Nesta chamada publicamos 10 desafios e recebemos cerca de 70 propostas. Em menos de 1 mês, 8 empresas foram selecionadas para testar e validar suas soluções para nos apoiar em nossos objetivos de negócios.

Em agosto de 2020, o Massachusetts Institute of Technology (MIT) selecionou o Rio de Janeiro para participar do programa REAP (Regional Entrepreneurship Acceleration Program) que envolve universidades, empresas, governo, empreendedores e investidores de capital de risco. O projeto, que tem o nosso apoio, estimula ambientes de negócios inovadores por meio da articulação de iniciativas de empreendedorismo nas áreas de energia e sustentabilidade.

Além de nos engajarmos com o ecossistema empreendedor, utilizamos metodologias ágeis para acelerar a nossa transformação digital por meio do desenvolvimento de soluções inovadoras por equipes multidisciplinares que atuam como *startups* internas. Em 2020, foram recebidas 93 ideias e selecionadas 15 propostas para o desenvolvimento de soluções por estas *startups*.

O programa de *startups* internas tem como objetivo contribuir para o nosso diferencial competitivo, buscando ideias inovadoras e disruptivas que transformem nossas operações, aumentando a eficiência e a segurança. Ele também desempenha um papel importante em nossa transformação cultural, fortalecendo o empreendedorismo e uma mentalidade de experimentação.

CONECTADO PARA ACELERAR – ECOSSISTEMA DE INOVAÇÃO



Proteger

A segurança da informação desempenha um papel fundamental em nosso dia a dia, sendo tratada como prioridade e considerada um facilitador de inovação em nossa jornada de transformação digital. Em 2020, devido à intensificação dos ataques cibernéticos desde o início da pandemia de Covid-19, criamos o Centro de Excelência em Tratamento e Resposta a Eventos de Segurança. O Centro se concentra na proteção cibernética de nossos ativos tecnológicos e operacionais, incluindo sistemas industriais e de controle. Dessa forma, contamos com processos sólidos de proteção aos nossos ambientes digitais, em linha com as melhores práticas do mercado e com o aprimoramento constante das ações preventivas. Com base em referenciais e benchmarks com pares da indústria de petróleo e gás, está em andamento um plano de trabalho consistente, que deve nos elevar a uma posição acima da média do nosso mercado, no que diz respeito à maturidade da gestão de segurança, informações, tanto no ambiente corporativo quanto de automação.

Nós também lideramos uma rede nacional de inteligência para compartilhamento de informações sobre ataques cibernéticos.

Privacidade é outro tópico relevante para nós. Vemos a legislação sobre proteção de dados pessoais como uma oportunidade para evoluir nosso grau de maturidade, agregando melhorias contínuas a este processo. Para tanto, criamos um programa de adaptação à Lei brasileira 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados, “LGPD”), com abordagem multidisciplinar e dedicada, que, por meio de um modelo de governança, inclui a implementação de um sistema de privacidade para responder aos requisitos legais e garantir os direitos de dados de seus empregados e partes interessadas.

Ao longo do último ano, nós implementamos diversas iniciativas para nos adequar à LGPD. Algumas dessas iniciativas são descritas a seguir.

- Implementação de serviços para tratamento de demandas de titulares de dados;
- Implementação de políticas de privacidade e proteção de dados;
- Categorização dos titulares dos dados;
- Eventos de conscientização sobre privacidade e proteção de dados pessoais envolvendo toda a força de trabalho e o conselho;
- Criação de um formato de treinamento online abrangendo os tópicos básicos da LGPD;
- Publicação do novo código de conduta ética com um capítulo dedicado à proteção de dados pessoais;
- Mapeamento de fluxos de dados, análise de risco e lacunas em relação à privacidade e proteção de dados pessoais;
- Criação de espaço dedicado à LGPD de proteção de dados no portal da intranet e na rede social interna;
- Criação de página de privacidade e proteção de dados pessoais no nosso site;
- Divulgação de material institucional sobre a LGPD para empresas com participação acionária da Petrobras;
- Ampla divulgação do início da vigência da LGPD nos diversos canais internos da Petrobras;
- Implementação de cláusulas contratuais básicas com fornecedores relacionadas à Privacidade e Proteção de Dados;
- Consolidação de uma estrutura de controle baseada na norma internacional ISO/IEC 27.701:2019 - gerenciamento de informações de privacidade.



Meio Ambiente, Social e Governança

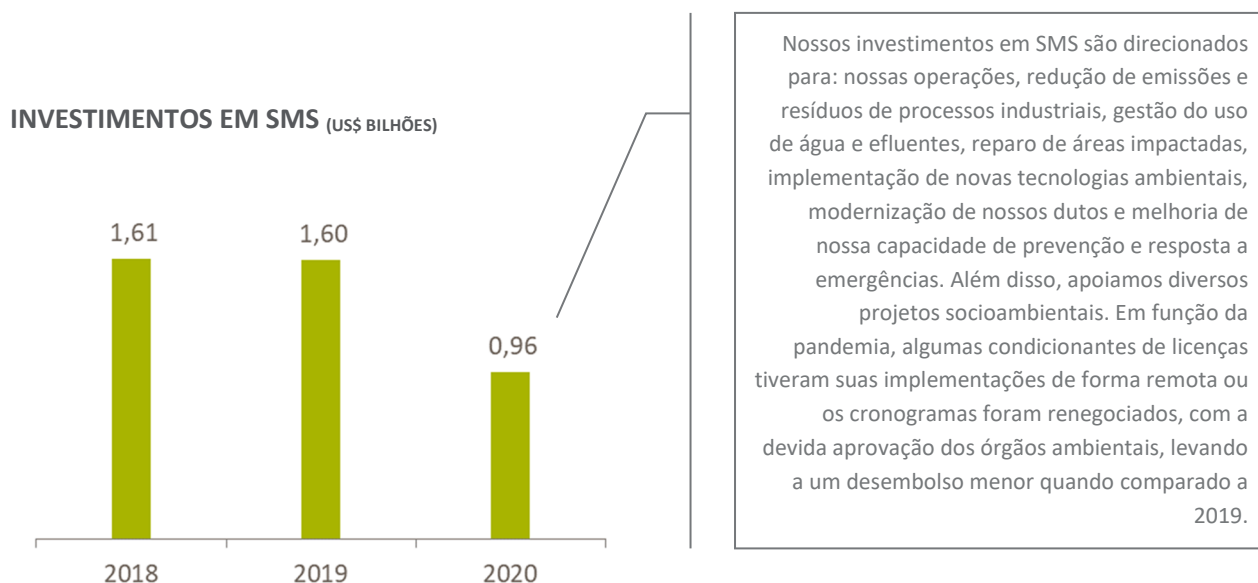
Meio Ambiente

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. Para isso, lançamos o Programa de Compromisso com a Vida, que visa fortalecer as diretrizes e padronizar as práticas de segurança em todas as etapas de nossas operações. O Programa foi lançado em 2016. Encontra-se atualmente em seu quinto ciclo, 2020-2021, e apóia a implantação do indicador de segurança Taxa de Acidentados Registráveis e do indicador ambiental Volume Vazado de Óleo e Derivados, que são duas das nossas principais métricas.

Estruturamos essas iniciativas em nosso Programa tendo em mente (i) os resultados de nossas avaliações de gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (“SMS”), (ii) as causas raízes dos acidentes identificados em investigações de acidentes e (iii) cenários ambientais em anos recentes e perspectivas futuras.

As principais iniciativas do Programa para o ciclo 2020-2021 são as seguintes:





O desenvolvimento de 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, conforme previsto nos novos compromissos formalizados em 2020.

Desde 2019, somos certificados pela ASCM Enterprise Certification. Esta certificação empresarial é inédita a nível corporativo e demonstra a excelência e a transparência da cadeia de suprimentos, valores crescentes para os consumidores cada vez mais conscientes sobre sua importância em práticas de negócios éticas e sustentáveis. A certificação é válida por três anos, tendo como requisito anual a demonstração da aderência aos padrões definidos pela ASCM para manutenção do certificado durante todo o período de validade. Ao obter a certificação, reforçamos nosso compromisso em melhorar continuamente a forma como gerenciamos nossos processos de fornecimento de bens e serviços, contribuindo para aumentar a nossa credibilidade em um mercado competitivo.

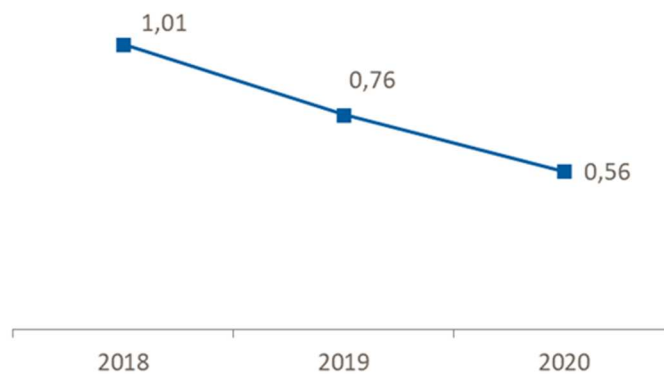
Taxa de Acidentados Registráveis

A segurança é um dos nossos valores fundamentais. A 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 obter um resultado recorde de TAR de 0,56 e zero fatalidades, em 2020, em nosso Plano Estratégico, estabelecemos o limite de alerta para TAR abaixo de 0,70 para 2021, que é inferior ao benchmark do setor. Esperamos que esse resultado nos posicione entre as principais empresas de petróleo e gás em termos de segurança.

Eliminar acidentes fatais e alcançar um desempenho de alto nível no que diz respeito à prevenção de lesões em nossos empregados e terceiros são dois objetivos importantes de nossa gestão de SMS. Em 2020, treinamos nossos empregados em segurança de processos, aspectos de SMS em contratos, auditorias comportamentais, fatores humanos e quase 60 mil empregados e terceirizados em cuidados com as mãos.

TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR ⁽¹⁾



(1) O resultado da TAR alcançada em 2020 representa uma melhoria importante comparada com o resultado da TAR de 2019. Em 2019, nosso resultado da TAR foi o menor entre os nossos pares, de acordo com os resultados publicados no Shell, ExxonMobil, Equinor e Relatórios de Sustentabilidade da BP.

Esperamos treinar 100 mil empregados e profissionais terceirizados em riscos à segurança em 2021.

Desenvolvemos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais e registramos zero fatalidades envolvendo empregados próprios e terceirizados em 2020 (em comparação com duas fatalidades em 2019). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados, a fim de identificar suas causas e tomar ações preventivas e corretivas. Essas ações são monitoradas regularmente uma vez que são adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas para toda a empresa para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de eventos semelhantes ocorrerem em suas próprias operações.

Impactos Ambientais

Principais Impactos



- 1) Efluentes industriais, água produzida e efluentes sanitários (este último incluído apenas em 2020, de acordo com as novas diretrizes do GRI). Os valores não consideram a água produzida reinjetada nos reservatórios de petróleo/gás para recuperação secundária, nem os efluentes de sistemas abertos de refrigeração.
- 2) Vazamentos de óleo maiores que 1 barril de óleo ou derivados que atingiram ambientes terrestres ou marinhos. O critério volumétrico (> 1 barril) é utilizado no indicador corporativo de Vazamentos de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da Agência Nacional do Petróleo - ANP para reporte de incidentes de atividades de E&P.

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 2020, investimos US\$508 milhões em projetos ambientais, em comparação com US\$891 milhões em 2019 e US\$842 milhões em 2018. Esses investimentos continuaram sendo direcionados principalmente para a redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso de água e efluentes, remediação de áreas impactadas, implantação de novas tecnologias ambientais, modernização de dutos e melhoria da capacidade de prevenção e resposta a emergências. Em função da pandemia, algumas condicionantes de licenças tiveram suas implementações de forma remota ou os cronogramas foram renegociados, com a devida aprovação dos órgãos ambientais, levando a um desembolso menor quando comparado a 2019.

Estabelecemos dez compromissos em nosso Plano Estratégico para a agenda de baixo carbono e sustentabilidade¹:



Redução das emissões absolutas operacionais totais em 25% até 2030



Zero queima de rotina em flare até 2030



Reinjeção de aproximadamente 40 milhões de toneladas de CO₂ até 2025 em projetos de captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS)



Redução de 32% na intensidade de carbono no E&P até 2025 (15 kgCO₂e/boe, mantido até 2030)



Redução de 16% na intensidade de carbono no Refino até 2025, ampliando para 30% até 2030 (30 kgCO₂e/CWT)



Redução de 40% na intensidade de emissões de metano no E&P até 2025



Redução de 50% na captação de água doce em nossas operações até 2030, com foco no reúso



Aumento zero na geração de resíduos sólidos de nossos processos até 2025



100% de nossas instalações com plano de ação para a biodiversidade até 2025



Manutenção dos investimentos em projetos socioambientais

¹ Compromissos de carbono relacionados à base de 2015. Outros compromissos com base em 2018.

Para mais informações, consulte “Plano Estratégico - Plano Estratégico” neste relatório anual.

Planos de Prevenção e Contenção de Vazamentos

Os derramamentos de óleo e derivados totalizaram 216,5 m³ em 2020, ante 415,3 m³ em 2019. Foram dois os principais eventos foram responsáveis por 99% desse total: (i) durante o processo de inertização da linha de produção de diesel, a linha de serviço rompeu e levou ao lançamento de 64,04 m³ de diesel no mar, no FPSO Cidade de São Vicente, no campo Farfan, localizado na Bacia de Sergipe em águas ultraprofundas; e (ii) o descarte de aproximadamente 148 m³ de óleo diesel no mar durante uma operação de transferência com rebocador, na plataforma P-67, no Campo de Tupi, na Bacia de Santos. Em ambos os casos, foram implantados procedimentos de controle imediato da poluição, de forma a minimizar os impactos gerados pelos derramamentos, e as causas foram investigadas para futura prevenção.

Buscamos constantemente aprimorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos, que são estruturados em nível local, regional e corporativo.

Em 2019, implantamos um plano denominado “Mar Azul” com o objetivo de identificar e abordar as principais causas de perda de barreiras de contenção primária, principalmente aquelas com potencial de impacto ambiental. Este plano consiste em investimentos para a melhoria da gestão dos processos e para a garantia da integridade dos nossos equipamentos e instalações. Adotamos nossos procedimentos operacionais e sanitários de forma a garantir não só a prontidão das bases de contingência, mas também uma resposta segura e eficiente em campo por parte de pessoal especializado. Também realizamos grandes exercícios simulados, inclusive no campo de Búzios, no Pré-Sal da bacia de Santos, que envolveram mais de 200 pessoas.

Em 2020, o projeto “Mar Azul” avançou, dando continuidade à estruturação da segunda fase, e foi integrado ao “Programa de Compromisso com a Vida”, um dos nossos principais programas de SMS.

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de contingência de resposta e remediação detalhados 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 derramamento de óleo totalmente equipadas para controle de derramamento de óleo e combate a incêndios, barcos de apoio e outros veículos, barcos de apoio e recuperação adicionais disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de óleo 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 derramamentos de óleo onshore ou offshore.

Temos aproximadamente 300 trabalhadores treinados disponíveis para responder a derramamentos de óleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar um grande grupo de agentes ambientais adicionais treinados no país para limpezas costeiras em curto prazo. Embora esses trabalhadores estejam localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo 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 derramamentos 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 2020, mesmo com a pandemia de Covid-19, realizamos seis simulações de emergência remotas de âmbito regional utilizando ferramentas de comunicação remota.

Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para abordar as questões de SMS e reduzir nossa exposição aos riscos de SMS em projetos de capital e operações.

Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas são sustentadas por três pilares: (1) quantificação de carbono e transparência, (2) resiliência da nossa posição em petróleo e gás frente à transição para baixo carbono e (3) fortalecimento de nossas competências para criar valor em baixo carbono. Para esse fim,

- É nossa prioridade garantir que os riscos e oportunidades em carbono sejam adequadamente capturados em cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas, garantindo a sustentabilidade e resiliência do nosso negócio. Adotamos a transparência em carbono e destacamos nosso recente suporte público ao TCFD - Task Force for Climate Related Financial Disclosures.
- É nossa prioridade operar com baixos custos e com desempenho superior em carbono, prosperando em cenários de baixo preço do petróleo, precificação do carbono e possíveis práticas de diferenciação do petróleo em função de sua intensidade de carbono na produção. Para isso, estabelecemos um conjunto de metas de baixo carbono e temos um programa corporativo de mitigação de emissões de gases de efeito estufa, com orçamento dedicado. Em 2020, reforçamos nossa estrutura e governança em carbono com a criação de uma gerência executiva de mudanças climáticas com reporte direto ao Diretor de Relações Institucionais e Sustentabilidade. Também revisamos nossas principais premissas de preço do petróleo em 2020, assumindo um preço do petróleo de US\$ 50 no longo prazo e em um cenário de resiliência o preço de US\$ 35. Tais valores são premissas rigorosas para o preço do petróleo, compatíveis com cenários alinhados com o acordo de Paris e que são mais conservadores do que os

preços considerados pelo Cenário de Desenvolvimento Sustentável da Agência Internacional de Energia (AIE).

- Neste pilar, nosso foco é na inovação e na aquisição de competências que poderão permitir uma futura diversificação em renováveis e produtos de baixo carbono. Enquanto trabalhamos para resguardar uma situação financeira sólida no médio e longo prazo, também trabalhamos nossa competitividade para capturar potenciais oportunidades em renováveis em uma perspectiva de longo prazo. Nessa frente, anunciamos recentemente nossos planos de produzir biocombustíveis avançados com hidrotratamento.

Nosso conjunto de metas e objetivos em carbono foi atualizado em nosso Plano Estratégico, adicionando uma meta de redução de emissões operacionais para 2030 e expandindo nossas metas de intensidade no upstream e no refino para 2030. Nossa meta de redução de emissões absolutas operacionais engloba 100% dos ativos operados em todos os nossos negócios, incluindo geração de energia, para todos os gases de efeito estufa (GEE) e é uma contribuição material, relevante e de curto prazo para o enfrentamento à mudança climática. Em nosso inventário e metas, incluímos as emissões diretas (Escopo 1) e indiretas de GEE provenientes da aquisição de energia elétrica e/ou térmica produzida por terceiros (Escopo 2). Desde 2019, as métricas relacionadas à intensidade de carbono em nossas operações de E&P e refino foram integradas à remuneração dos executivos. Em 2020, tais métricas foram incorporadas como um de nossos quatro indicadores de topo, influenciando não só a remuneração variável dos executivos, mas também de todos os empregados da companhia.

Em 2020, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- Emissões totais de GEE de 56 milhões de tCO₂e, consolidando seis anos consecutivos de redução de emissões absolutas operacionais e compatível com nossa meta de reduzir este total em 25% até 2030, em comparação a 2015;
- Intensidade de carbono no E&P de 15,8 kgCO₂e/boe², a caminho de atingir a meta de médio prazo de 15 kgCO₂e/boe em 2025, mantida até 2030;
- Intensidade de carbono no refino de 40,2 kgCO₂e/CWT³ no caminho para atingir a meta de médio prazo de 36 kgCO₂e/CWT em 2025 e de 30kgCO₂e/CWT em 2030.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 76% das emissões das atividades que operamos em 2020.

² O indicador kg CO₂e / boe considera a produção bruta de petróleo e gás ("cabeça de poço") em seu denominador.

³ 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 emissão de GEE, em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar as emissões de refinarias de diversos tamanhos e complexidades. Acompanhamos o indicador kg CO₂/CWT, conforme sua identidade original. Também monitoramos um indicador adaptado: kg CO₂e / CWT, para possibilitar a inclusão das emissões dos demais gases de efeito estufa (por exemplo, metano), as quais, no entanto, representam uma pequena parcela das emissões de refino.

Nossa estratégia climática também se concentra na colaboração e continuamos a fazer parceria com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na Oil & Gas Climate Initiative (OGCI) e nosso apoio à iniciativa “Zero Routine Flaring by 2030” do Banco Mundial. Nosso programa Conexões para Inovação - Módulo Start-ups, realizado em parceria com o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE), teve temas relacionados à redução de carbono em suas duas edições (2020 e 2019). Uma das empresas vencedoras da edição 2020, a Alfa Sense, vai trabalhar na redução de emissões de GEE em nossas operações e a Pam Selective Membranes, que foi uma das empresas vencedoras na edição 2019, iniciou seu trabalho no ano passado em tecnologia de captura de carbono.

Além disso, informamos que está disponível em nosso site, nosso Caderno do Clima, um guia interno que detalha nossas contribuições para reduzir a intensidade do carbono em nosso fornecimento de energia e como pretendemos permanecer competitivos em um contexto em evolução.

Responsabilidade Social

Direitos Humanos

O compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade do nosso negócio. Vários documentos que regem nossas atividades detalham nossa abordagem aos direitos humanos, como segue:

- **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 de raça e a inclusão de pessoas com deficiência.
- **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, não tolerando 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 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 de relatório complementar.

Nosso respeito e defesa dos compromissos de direitos humanos também se evidenciam por meio de iniciativas em prol da igualdade de gênero, igualdade racial e proteção da primeira infância. Listamos abaixo nossas principais iniciativas de direitos humanos.

2003	2005	2010	2015	2018	2019
Pacto Global da ONU	Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça	Princípios de Empoderamento das Mulheres Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes	Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo	Iniciativa Empresarial pela Igualdade Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos	Rede Nacional Primeira Infância

Em 2010, aderimos aos sete Princípios de Empoderamento das Mulheres da ONU (“WEPs”), que abordam a promoção da igualdade de gênero no mercado de trabalho e na sociedade. Nossas políticas internas de promoção da igualdade de gênero foram reconhecidas no Prêmio WEPs Brasil 2019, prêmio organizado por uma parceria entre a ONU Mulheres, a Organização Internacional do Trabalho e a União Europeia, voltado para empresas que promovem a igualdade de gênero e o empoderamento das mulheres.

Em novembro de 2018, aderimos à Iniciativa Empresarial pela Igualdade, da ONG Afrobras e da Faculdade Zumbi dos Palmares. Por meio de seus 10 compromissos, a iniciativa visa promover a igualdade racial, a igualdade de oportunidades e o tratamento justo para todos. Em 2018, também assinamos a Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos, na qual nos comprometemos, entre outras coisas, a adotar uma política de comunicação, investigação de denúncias e sanções, a fim de suprimir práticas que vão contra nosso Código de Conduta Ética.

Também promovemos o compromisso com os direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos. A cada ano, os fornecedores de maior destaque são contemplados com o “Prêmio Melhores Fornecedores da Petrobras”. Além das categorias técnicas, alguns prêmios especiais da categoria ASG incluem Diversidade (foco em Igualdade de Gênero, Pessoas com Deficiência e Igualdade Racial), Educação Infantil e Melhores Práticas em Compliance. Os fornecedores foram premiados nas categorias ASG em relação ao seu desempenho em 2019.

Em agosto de 2019, lançamos a Iniciativa Petrobras para a Primeira Infância. Em dezembro de 2019, assinamos o Pacto Nacional pela Primeira Infância, compromisso firmado por diversos setores para a proteção da infância no Brasil, que visa fortalecer as instituições públicas voltadas para a garantia dos direitos previstos na legislação brasileira e promover a melhoria da infraestrutura necessária para proteger os interesses das crianças. Em 2020, a Iniciativa Petrobras para a Primeira Infância implementou uma série de programas intersetoriais em 15 municípios brasileiros com o objetivo de proteger e impulsionar o desenvolvimento infantil nos primeiros seis anos de vida.

Também formalizamos o apoio ao projeto Synapse, executado pelo Instituto de Pesquisas em Tecnologia e Inovação, como mais um projeto da Iniciativa Petrobras para a Primeira Infância. O projeto visa o aprimoramento de uma tecnologia educacional reconhecida pelo Ministério da Educação, que integra a gestão de dados educacionais de assiduidade, notas, e matrículas, entre outros.

O projeto “Primeira Infância é Prioridade”, realizado pela Agência de Notícias dos Direitos da Infância (ANDI), tem trazido importantes contribuições no campo da promoção do acesso a dados públicos e oferta de uma biblioteca digital com grande acervo especializado em Primeira Infância por meio da plataforma digital “Observa.” Lançada em 2020, a plataforma oferece acesso público aos indicadores da primeira infância brasileiros nas áreas de saúde, assistência social e educação em todos os municípios do país, nos níveis municipal, estadual e federal. Além disso, a ANDI tem promovido capacitações para a garantia dos direitos da criança e do adolescente, para o desenvolvimento de planos municipais da Primeira Infância e, em parceria com a Universidade de Brasília, desenvolveu uma disciplina de graduação em Comunicação e Jornalismo, com o objetivo de qualificar e expandir a cobertura das questões da primeira infância na sociedade brasileira.

Em junho de 2020, lançamos nossas Diretrizes de Direitos Humanos para estratégias de negócios com o objetivo de garantir o respeito aos direitos humanos, reconhecidos nacional e internacionalmente em todas as regiões onde atuamos e ao longo do ciclo de vida de nossos projetos e operações. Nossas operações de direitos humanos são guiadas pelos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos e estruturadas em quatro eixos: Gestão de Pessoas, Relacionamento com as Comunidades, Envolvimento com a Cadeia de Fornecedores e Parceiros e Due Diligence 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 nossos públicos, 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. Em 2020, incluímos os direitos humanos como 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. Os projetos que realizam ações afirmativas de promoção da Igualdade de Gênero, Igualdade Racial e Inclusão de Pessoas com Deficiência devem demonstrar a associação entre suas ações e os resultados esperados.

Em todas as nossas atividades, realizamos avaliações de risco social, nas quais procuramos identificar e mitigar potenciais impactos sobre os direitos humanos na cadeia de suprimentos. A partir dessas avaliações, fazemos recomendações tais como a revisão dos planos de resposta a emergências sob a ótica do relacionamento com a comunidade, o monitoramento de ocorrências e reclamações na comunidade, a divulgação de projetos e atividades operacionais e a inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de prestação de serviços.

Relacionamento com Comunidades

Temos o compromisso de manter um relacionamento de longo prazo com as comunidades, baseado no diálogo e na transparência. Para isso, buscamos conhecer a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde atuamos e suas lideranças, e desenvolver planos de relacionamento que monitoramos e avaliamos.

Procuramos fomentar colaborações para fortalecer laços, promover 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 se alinha aos objetivos do nosso negócio e contribui para a conservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos.

Em 2020, nossas atividades de relacionamento com a comunidade realizaram 300 interações nas comunidades, incluindo reuniões online com líderes comunitários por meio de comitês comunitários, visitas e eventos.

Além disso, 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 onde atuamos. O programa está alinhado à nossa política de responsabilidade social, que visa fornecer energia, respeitar os direitos humanos e o meio ambiente, gerir de forma responsável nosso relacionamento com as comunidades próximas e superar os desafios da sustentabilidade. O portfólio incluiu 147 projetos em 2020.

As principais linhas de atuação do Programa Petrobras Socioambiental foram revisadas em janeiro de 2020 e estão alinhadas ao nosso atual Plano Estratégico, bem como aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável: SDG 4 (Educação de Qualidade), SDG 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico), SDG 14 (Vida na Água) e SDG 15 (Vida Terrestre). Também priorizamos a estratégia de transição para uma economia de baixo carbono e operações offshore. Nosso orçamento para esses projetos foi ajustado pelo Plano de Resiliência divulgado em 8 de março de 2020. O desempenho das atividades previstas nos projetos do Programa Petrobras Socioambiental também foi impactado pelas medidas de isolamento social, uma vez que muitas delas envolviam eventos coletivos e presenciais.

Assim, para mitigar os riscos relacionados à Covid-19, os projetos atuaram de forma ágil, adotando uma série de medidas para salvaguardar a saúde das equipes técnicas e seus beneficiários, mantendo as atividades realizadas a distância. Nesse período, foi possível contar com o apoio de nossa rede de projetos socioambientais de distribuição de produtos de higiene e limpeza e cestas básicas para as comunidades do entorno de nossas operações, além do compartilhamento de conteúdos e questões importantes para a sociedade em geral, por meio de plataformas digitais e redes sociais. Os projetos patrocinados já participaram de mais de 430 sessões de vídeo ao vivo nas redes sociais, nas quais foram compartilhados conteúdos educacionais, de direitos humanos, empreendedorismo, desenvolvimento sustentável, conservação de espécies, entre outros.

Além dos problemas decorrentes da pandemia de Covid-19, vivenciamos outras situações de emergência no Brasil em 2020, como enchentes nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, incêndios na região do Pantanal e apagões no Amapá. Assim, para aumentar nossa contribuição à sociedade, aumentamos o valor de nossas doações (US\$ 4.956.166,37). Em 2020, investimos US\$ 17.267.625,83 em projetos sociais e ambientais, 42% a menos do que em 2019. Essa redução leva em consideração a variação cambial do real em relação ao dólar americano entre 2019 e 2020. Assim, a redução percentual é de 42% em dólares americanos e 23% em reais. Com isso, o valor das doações e investimentos em projetos socioambientais totaliza US\$ 22.223.792,20 repassados diretamente à sociedade em 2020.

Também incorporamos diretrizes em nosso processo de tomada de decisões relacionadas a projetos de investimento de capital, incluindo análise de risco social e violações de direitos humanos por um grupo multidisciplinar. Em 2020, 32 novas avaliações de risco foram realizadas para apoiar projetos passando pelos portões de planejamento formal, em comparação com 18 em 2019.

Governança Corporativa

Desde 2015, implementamos uma série de melhorias de governança.

Como uma das ações principais, estabelecemos um novo modelo de governança corporativa e criamos um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas com a boa governança:

NOSSAS PRINCIPAIS MELHORIAS DE GOVERNANÇA

					
<p>Conselho de Administração</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Membros independentes ■ Experiência em negócios ■ Checagem de antecedentes ■ Barreira para indicações políticas 	<p>Interesse Público</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Definição ■ Divulgação nas Demonstrações Financeiras ■ Compensação governamental 	<p>Transações com o Estado</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Aprovação do Comitê de Minoritários e do Comitê de Auditoria ■ Aprovação qualificada do Conselho de Administração 	<p>Melhorias no processo decisório</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Comitês de assessoramento ao Conselho ■ Autorizações compartilhadas 	<p>Canal de Denúncia</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Canal externo e independente 	<p>Departamento de Governança e Compliance</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Reporte direto ao Conselho ■ Demissão qualificada ■ Nível 2 – B3

A Lei 13.303/16 exige que nosso Conselho de Administração seja formado por no mínimo 25% de membros independentes. Nosso Estatuto estendeu a exigência para 40%. Os critérios técnicos para seleção dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva previstos na 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.

Por sermos uma sociedade de economia mista, o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades, com o objetivo de contribuir para o interesse público que justificou nossa criação, visando garantir o abastecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. No entanto, 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 lucratividade e sustentabilidade financeira.

Assim, se o atendimento ao interesse público exigir condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado operando no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades assumidas devem ser definidas em normas ou regulamentos e descritas em um documento específico, como um contrato ou acordo, amplamente divulgado e com divulgação nesses instrumentos de custos e receitas detalhados, inclusive no plano contábil. Então, o governo federal brasileiro 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 o governo federal brasileiro 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 de nosso Conselho de Administração indicados por acionistas minoritários ordinários e acionistas preferenciais, bem como um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social.

Também fizemos melhorias em nosso processo de tomada de decisão de governança. Nosso Estatuto Social já define os comitês de assessoramento que revisam todos os assuntos submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão. Para garantir a transparência nas nossas decisões mais relevantes, implementamos um modelo de autorização compartilhada, onde pelo menos duas pessoas devem tomar uma decisão (princípio dos quatro olhos).

Nosso canal de denúncia é uma ferramenta independente, confidencial e imparcial. 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.

Nosso Conselho de Administração nomeia o diretor de governança e compliance. A destituição de tal diretor deve ser aprovada pela maioria do conselho, com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários.

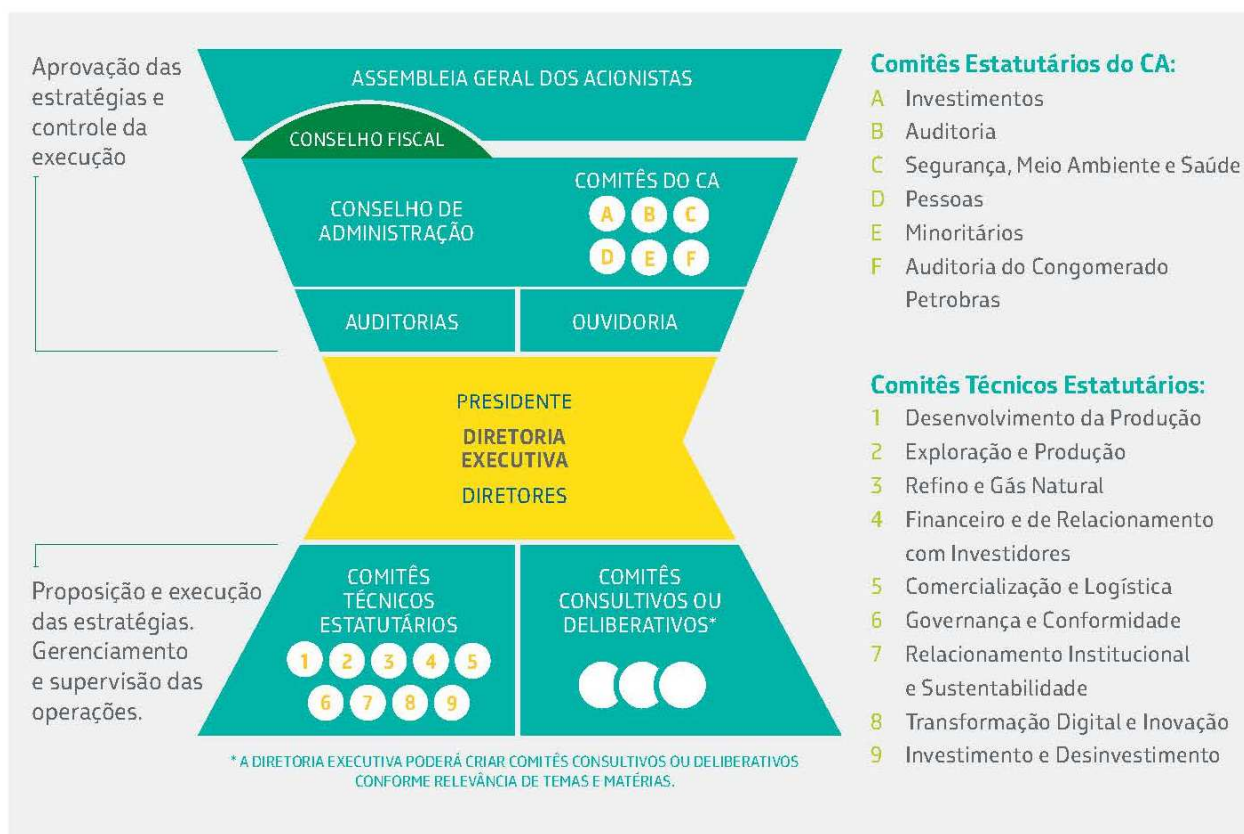
Fazemos parte do segmento especial de listagem de governança corporativa Nível 2 da B3, que exige o cumprimento de normas diferenciadas de governança e a melhoria da qualidade das informações que prestamos. A mudança voluntária para o Nível 2 da B3 reforça nossos avanços em governança corporativa e ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua dos processos e com o nosso alinhamento com as 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 se a mudança proposta for para uma regra de governança prevista em nosso Estatuto Social ou resultar de uma emenda legislativa, se estiver relacionada a uma disposição da Lei 13.303/16.

Estrutura de Governança Corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa consiste em assembleia geral de acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, auditorias interna e externa, 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, gerentes, funcionários 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 relacionadas a seguir:



Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários



Política de Compliance



Política de Gestão de Riscos Empresariais



Política de Ouvidoria



Política de Remuneração aos Acionistas



Política de Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal



Política de Comunicação e Relacionamento



Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras



Política de Governança Corporativa e Societária



Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade

Assembleia de Acionistas

As assembleias de acionistas devem ocorrer em uma base ordinária ou extraordinária. Uma assembleia ordinária de acionistas deve ocorrer uma vez por ano para aprovar nossos resultados e lucros. Além das questões previstas em lei, deverá ser realizada assembleia geral extraordinária, caso seja convocada para deliberar sobre assuntos de nosso interesse, conforme definido em nosso Estatuto Social.

Para informações mais detalhadas sobre nossas assembleias de acionistas, 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 Estados Unidos. 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 americanas, 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 para Emissores Domésticos dos EUA da Bolsa de Valores de Nova Iorque	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 a maioria de nosso capital votante é controlada pelo governo federal brasileiro. Como empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência de manutenção de uma maioria de conselheiros independentes, tal qual um emissor doméstico dos EUA precisa manter. 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 programadas regularmente sem a administração.	À exceção do nosso CEO (que também é um conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não executivos. O regulamento do nosso Conselho de Administração prevê que, caso determinado assunto possa representar conflito de interesses, o CEO deverá se recusar a participar da reunião, que prosseguirá sem a sua presença. Além disso, o regimento do Conselho também estabelece uma sessão executiva regular para os assuntos do nosso Conselho de Administração, sem a presença da 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.	Possuímos um comitê estatutário que verifica a conformidade da indicação 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 Conselho de Administração. Nosso Comitê de Pessoas possui um regimento interno 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 a exigência de manutenção de um comitê de nomeação/governança corporativa, tal qual um emissor doméstico dos EUA precisa manter.
---------	--	--

Comitê de Remuneração

303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto inteiramente por 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 assessoramos nosso Conselho de Administração com relação à remuneração e sucessão da administração. Nosso Comitê de Pessoas possui um regimento interno escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente. Como uma empresa controlada, não somos obrigados a cumprir a exigência de manutenção de um comitê de remuneração.
---------	---	--

Comitê de Auditoria

303A.06 303A.07	Geralmente, as empresas listadas devem possuir um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que atendam aos requisitos de independência da Regra 10A-3 da Exchange Act, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. No entanto, de acordo com a Regra 10A-3(c)(3) da Exchange Act, 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.	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 Exchange Act. Consulte “Gestão e Empregados - Comitê de Auditoria” para obter uma descrição de nosso comitê de auditoria. O comitê de auditoria possui um regimento interno que estabelece suas responsabilidades que incluem, entre outras: (i) fortalecer os laços com os auditores externos, permitindo uma supervisão mais próxima de seu trabalho e das questões relativas à sua competência e independência, (ii) assegurar conformidade legal e regulatória, inclusive com relação a controles internos, procedimentos de compliance e ética, e (iii) monitoramento de nossa posição financeira, especialmente quanto a riscos, trabalho de auditoria interna e divulgação financeira; (iv) realizar análise prévia das transações com partes relacionadas que atendam aos critérios estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada por nosso Conselho de Administração.
--------------------	---	--

Planos de Compensação de Capital

303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar nos planos de compensação por meio de ações e revisões de materiais, com exceções limitadas conforme estabelecido pelas regras da NYSE.	De acordo com a Legislação Societária Brasileira, a aprovação dos acionistas é necessária para a adoção e revisão de quaisquer planos de compensação de capital. Atualmente, não possuímos qualquer plano de compensação de capital.
---------	---	--

Diretrizes de Governança Corporativa

303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	Possuímos um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam 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. Algumas partes 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. 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 Petrobras e suas controladas, nos termos do Artigo 16 de nosso Estatuto Social.
---------	--	--

Código de Ética para Conselheiros, Executivos e Empregados

303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de ética e conduta empresarial para conselheiros, executivos e empregados, e divulgar imediatamente quaisquer isenções quanto às regras do código em favor de conselheiros ou diretores executivos.	Possuímos um Código de Conduta Ética, aplicável aos membros do Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviço e qualquer pessoa que atue em nome da Petrobras ("colaboradores"), incluindo suas controladas no Brasil e no exterior, além de 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.
---------	--	---

Requisitos de Certificação

303A.12	Anualmente, cada CEO de empresa listada deve certificar à NYSE não possuir conhecimento de qualquer violação pela empresa dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.	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.
---------	--	---



Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

Desempenho Financeiro Consolidado

Nossos resultados em 2020 foram baseados em uma agenda transformacional apoiada em cinco pilares: (i) maximização do retorno sobre o capital empregado, (ii) redução do custo de capital, (iii) busca incessante por baixos custos, (iv) meritocracia e (v) segurança, saúde, respeito às pessoas e ao meio ambiente. Alcançamos caixa líquido gerado por atividades operacionais de US\$28,9 bilhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não-GAAP definida abaixo) de US\$22 bilhões e EBITDA Ajustado (uma medida não-GAAP definida abaixo) de US\$28,4 bilhões.

O lucro operacional em 2020 foi de US\$10 bilhões, 51% menor do que 2019, principalmente devido aos preços médios do *Brent* mais baixos em 2020 e aumento nas despesas operacionais, principalmente, maior *impairment*, como resultado da redução nos preços projetados do *Brent* e maiores despesas de vendas, impulsionado pelo aumento dos custos de frete internacional e pela venda de 90% da participação detida na TAG em 2019, resultando em maiores pagamentos de tarifas associadas em 2020. Por outro lado, em 2020 houve mais exportações, o que compensou a redução na demanda e margens sobre derivados de petróleo no Brasil, menores despesas Gerais e Administrativas (G&A) e ganhos com a revisão atuarial do plano de saúde, em decorrência da redução da contribuição paga por nós. Também houve ganhos relacionados à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS / COFINS e menores despesas de provisão para processos judiciais e administrativos em 2020. O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US\$1,1 bilhão em 2020, uma queda de 89% em relação a 2019, principalmente como resultado de preços mais baixos do *Brent*, maiores despesas com *impairment*, menores ganhos com desinvestimentos e desvalorização do real frente ao dólar norte-americano.

Em 2019, perdemos o controle da BR Distribuidora por meio de uma oferta pública secundária (*follow-on*). Dessa forma, de acordo com o IFRS 5 - Ativo Não Circulante Mantido para Venda e Operação Descontinuada, nosso investimento se tornou uma operação descontinuada, uma vez que representava uma importante linha separada de negócios. Dessa forma, nas demonstrações consolidadas do resultado e dos fluxos de caixa, apresentamos o lucro líquido, os fluxos de caixa operacionais, de investimentos e de financiamento relativos à BR Distribuidora são apresentados em linhas separadas, como um valor líquido das operações descontinuadas.

As variações em nossa performance financeira e 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);
- variação dos 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 discutido na Nota 34.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- a demanda por derivativos de petróleo no Brasil;
- os valores recuperáveis de ativos para fins de testes de *impairment*; e
- o valor dos impostos sobre a produção de nossas operações que somos obrigados a pagar.



Impactos da variação da taxa de câmbio

Como somos uma empresa brasileira e a maioria de nossas operações é realizada no Brasil, preparamos nossas demonstrações financeiras principalmente 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 nossa moeda de apresentação neste relatório para facilitar a comparação com outras empresas de petróleo e gás. Nós usamos os critérios estabelecidos no IAS 21 - “Os efeitos de mudanças nas taxas de câmbio” para converter as demonstrações financeiras consolidadas auditadas de real para dólar americano. Com base no IAS 21, convertemos (i) todos os ativos e passivos em dólares americanos pela taxa de câmbio na data do Balanço Patrimonial; (ii) todas as contas nas demonstrações do resultado, outros resultados abrangentes e fluxos de caixa usando as taxas médias vigentes no período aplicável e (iii) itens do patrimônio líquido pelas taxas de câmbio vigentes nas datas das respectivas transações.

DEMONSTRAÇÃO DE RECEITA CONSOLIDADA

	Conforme reportado (US\$ milhões)			
	Jan-Dez		Variação	
	2020	2019	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	53.683	76.589	(22.906)	(29,9)
Custos dos produtos e serviços vendidos	(29.195)	(45.732)	16.537	(36,2)
Lucro bruto	24.488	30.857	(6.369)	(20,6)
Despesas de vendas	(4.884)	(4.476)	(408)	9,1
Despesas gerais e administrativas	(1.090)	(2.124)	1.034	(48,7)
Custos exploratórios para produção de petróleo e gás	(803)	(799)	(4)	0,5
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(355)	(576)	221	(38,4)
Despesas tributárias	(952)	(619)	(333)	53,8
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(7.339)	(2.848)	(4.491)	157,7
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	998	1.199	(201)	(16,8)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	10.063	20.614	(10.551)	(51,2)
Resultado financeiro líquido	(9.630)	(8.764)	(866)	9,9
Resultado de participações em investidas	(659)	153	(812)	(530,7)
Lucro antes dos impostos	(226)	12.003	(12.229)	(101,9)
Imposto de renda e contribuição social	1.174	(4.200)	5.374	(128,0)
Resultado proveniente de operações continuadas	948	7.803	(6.855)	(87,9)
Resultado proveniente de operações descontinuadas	-	2.560	(2.560)	(100,0)
Lucro (prejuízo) do exercício	948	10.363	(9.415)	(90,9)

Para mais informações sobre nossa moeda funcional e de apresentação, consulte “Quem Somos” e a Nota 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Flutuações na taxa de câmbio têm múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais em reais.

TAXAS DE CÂMBIO E INFLAÇÃO

	2020	2019	2018
Taxa de câmbio de final de ano (reais/US\$)	5,20	4,03	3,87
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽¹⁾	(28,9%)	(4,1)%	(16,9)%
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	5,16	3,95	3,65
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽²⁾	(30,7%)	(8,2)%	(14,4)%
Taxa de inflação (IPCA)	4,52%	4,31%	3,75%

(1) Com base na taxa de câmbio do final do ano.

(2) Com base na taxa de câmbio média para o ano.

De 1º de janeiro de 2021 até 23 de março de 2021, o real se desvalorizou, em média, 5,43% em relação ao dólar americano.

Quando o real se valoriza em relação ao dólar americano, o efeito geralmente é um aumento nas receitas e despesas quando expressas em dólares americanos. Quando o real se desvaloriza em relação ao dólar americano, como aconteceu em 2020, o efeito geralmente é uma diminuição nas receitas e despesas quando expressas em dólares americanos.

As flutuações da taxa de câmbio podem afetar os resultados de variáveis como as seguintes:

- Margens:** O ritmo relativo em que nossas receitas e despesas totais em reais aumentam ou diminuem como resultado de flutuações na taxa de câmbio, e seu impacto em nossas margens, é afetado por nossa política de preços no Brasil. Na ausência de mudanças 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, nossas margens geralmente aumentam. Na ausência 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, nossas margens geralmente diminuem. No entanto, é nossa meta vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços internacionais dos produtos. Para mais informações sobre nossos preços e desenvolvimentos recentes em nossa política de preços, consulte “Volume de Vendas e Preços” nesta seção e “Desenvolvimentos Recentes” nesse relatório anual.
- Serviço da dívida:** A desvalorização do real em relação ao dólar americano também aumenta nosso serviço de 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. Uma desvalorização do real também aumenta nossos custos de importação de petróleo, derivados, bens e serviços necessários para nossas operações e nossos impostos de produção. A menos que a desvalorização do real seja compensada por preços mais altos para nossos produtos vendidos no Brasil, que é a prática de nossa política de preços atual, uma desvalorização aumenta nosso serviço de dívida em relação aos nossos

fluxos de caixa, ao mesmo tempo que reduz nossas margens operacionais. À medida que nossa dívida líquida 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 o IFRS. Eles podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares americanos, conforme o real se valoriza ou se deprecia em relação ao dólar americano.

Designamos relacionamentos de *hedge* para contabilizar os efeitos do *hedge* existente entre um ganho ou perda cambial de partes de nossas obrigações de dívida de longo prazo (denominadas em dólares americanos) e ganho ou perda 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 4.8 e 36.2(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre nossa exposição cambial relacionada, consulte “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - 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 Nota 38.3(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas de Vendas

2020 em comparação com 2019

Em 2020, embora o volume total de vendas tenha aumentado - um forte aumento nas exportações (30% A/A) mais do que compensou a queda na demanda no Brasil -, a receita líquida diminuiu 30% em relação a 2019 devido à queda nos preços do *Brent* (35%) e a queda nas vendas de derivados de petróleo, com maior valor agregado que o petróleo bruto.

A receita de vendas foi de US\$53.683 milhões em 2020, uma redução de 30% quando comparada a US\$76.589 milhões em 2019, principalmente devido a:

— Redução da receita doméstica (US\$19.660 milhões), principalmente em função de:

- a) redução nas receitas de derivados de petróleo (US\$16.637 milhões) refletindo principalmente uma redução nos preços médios de diesel e gasolina devido à queda dos preços do *Brent*, bem como menor volume de vendas de gasolina, diesel e combustível de aviação, refletindo os efeitos da pandemia; e

- b) menores receitas de gás natural (US\$2.280 milhões), refletindo principalmente a menor demanda dos mercados termelétricos.
- Redução das receitas de exportação (US\$2.140 milhões), principalmente devido aos menores preços do *Brent*. Este efeito foi parcialmente compensado por maiores volumes de exportação de petróleo e derivados.
- Redução nas receitas de operações no exterior (US\$1.106 milhões) principalmente devido à venda da refinaria de Pasadena e das companhias distribuidoras no Paraguai, menores preços internacionais e os efeitos da pandemia.

2019 em comparação com 2018

A receita de vendas foi de US\$76.589 milhões em 2019, uma redução de 10% (US\$8.049 milhões) quando comparada a US\$84.638 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Redução na receita doméstica de (US\$6.591 milhões), principalmente como resultado de:
 - a) redução nas receitas de derivados de petróleo de (US\$5.797 milhões), refletindo principalmente uma redução nos preços médios de diesel, gasolina e nafta quando expressos em dólares americanos, seguindo preços internacionais mais baixos, bem como vendas menores de gasolina (principalmente devido ao aumento das importações de terceiros e à maior parcela de etanol no mercado de combustíveis), diminuição das vendas de nafta para a Braskem, menores vendas de diesel (principalmente devido a maiores importações de outras empresas, aumento do teor médio de biodiesel, parcialmente compensado pela greve dos caminhoneiros em maio de 2018 e pelo maior crescimento econômico) e redução nas vendas de óleo combustível (em decorrência da redução nas vendas para termelétricas);
 - b) menores receitas de energia elétrica (US\$705 milhões), refletindo principalmente a redução dos preços de liquidação das diferenças; e
 - c) parcialmente compensados por maiores receitas de gás natural (US\$504 milhões), principalmente após ajustes de preços de contratos;
- Aumento das receitas de exportação (US\$2.672 milhões), impulsionado principalmente por maiores volumes de exportação de petróleo bruto, após o aumento da produção doméstica de petróleo, e por maiores volumes de exportação de derivados de petróleo, principalmente gasolina e óleo combustível; e
- Redução na receita das operações no exterior (US\$4.130 milhões) devida principalmente à venda da refinaria de Pasadena, à venda dos ativos de E&P da PAI e das companhias distribuidoras no Paraguai.



Volume de Vendas e Preços

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 mais significativo em nossos resultados financeiros. Os preços internacionais dos derivados variam ao longo do tempo como resultado de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo bruto. Buscamos vender nossos produtos no Brasil mantendo a paridade de preço internacional. O plano de desinvestimentos anunciado contribuirá para uma melhor alocação de capital e, conseqüentemente, criação de valor para o acionista.

O preço médio do Petróleo Bruto *Brent* (conforme divulgado pela Bloomberg, uma referência internacional de preços do petróleo) foi de US\$42 por barril em 2020, US\$64 por barril em 2019 e US\$71 por barril em 2018. Em 31 de dezembro de 2020, os preços do Petróleo Bruto *Brent* eram em média US\$50 por barril.

Durante 2020, 67,7% de nossas receitas de vendas foram provenientes das vendas de derivados de petróleo, gás natural e outros produtos no Brasil, em comparação com 73,1% em 2019 e 73,9% em 2018.

Para o ano encerrado em 31 de dezembro

	2020			2019			2018		
	Volume (mbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (US\$) ⁽²⁾	Receita de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (US\$) ⁽²⁾	Receita de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (US\$) ⁽²⁾	Receita de Vendas (US\$ milhões)
Diesel ⁽¹⁾	251.400	55,39	13.924	264.462	87,00	23.007	266.706	93,23	24.865
Gasolina automotiva	125.536	50,29	6.313	137.928	71,12	9.810	146.681	79,70	11.690
Óleo combustível (incluindo combustível bunker)	14.669	54,20	795	14.408	71,21	1.026	16.846	73,19	1.233
Nafta	42.544	39,82	1.694	29.942	55,74	1.669	35.296	69,55	2.455
Gás liquefeito de petróleo	86.170	39,26	3.383	83.486	49,82	4.159	84.371	53,22	4.490
Combustível de aviação	21.887	66,48	1.455	43.528	88,04	3.832	44.731	94,07	4.208
Outros derivados de petróleo	66.470	40,80	2.712	60.453	56,41	3.410	57.380	65,68	3.769
Subtotal de derivados de petróleo	608.676	49,74	30.276	634.207	73,97	46.913	652.011	80,84	52.710
Gás natural (boe)	106.890	34,14	3.649	127.583	46,47	5.929	125.787	43,13	5.425
Etanol, produtos de nitrogênio, energias renováveis e outros produtos não petrolíferos	2.899	20,35	59	2.621	93,48	245	6.156	59,45	366
Eletricidade, serviços e outros	—	—	2.350	—	—	2.907	—	—	4.084
Mercado brasileiro total	718.465	—	36.334	764.411	—	55.994	783.954	—	62.585
Exportações	350.090	45,55	15.945	268.344	67,39	18.085	216.838	71,08	15.413
Vendas internacionais	31.190	45,02	1.404	36.885	68,05	2.510	85.815	77,38	6.640
Mercado global total	381.280	—	17.349	305.229	—	20.595	302.654	—	22.053
RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS	1.099.745	—	53.683	1.069.640	—	76.589	1.086.608	—	84.638

(1) Em 2018, este item inclui receitas relacionadas ao Programa de Subsídio ao Preço do Diesel.

(2) Preço médio líquido calculado pela divisão da receita de vendas pelo volume do ano.

Custo dos Produtos Vendidos

2020 compared to 2019

O custo dos produtos vendidos (“CPV”) foi de US\$29.195 milhões em 2020, uma redução de 36% em comparação com US\$45.732 milhões em 2019, seguindo a queda na produção de derivados de petróleo e preços mais baixos do *Brent*, principalmente devido a:

- Menores custos de importação e impostos de produção, acompanhando a queda do preço do *Brent*; e
- A maior participação dos ativos do pré-sal no mix de produção e menores custos de extração, que possibilitaram a redução dos custos de produção do petróleo apesar dos maiores volumes de produção.

Também contribuíram para a diminuição, os menores custos de produção e menores custos das operações no exterior, acompanhado da venda das companhias distribuidoras no Paraguai e a venda da refinaria de Pasadena.

2019 em comparação com 2018

O custo dos produtos vendidos foi de US\$45.732 milhões em 2019, uma redução de 12% (US\$6.452 milhões) em comparação com US\$52.184 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Menores custos de produção e menores custos de operações no exterior, com a venda dos ativos de E&P da PAI, a venda das companhias distribuidoras no Paraguai e a venda da refinaria de Pasadena;
- Redução dos custos de eletricidade devido à menor demanda termelétrica;
- Parcialmente compensado por custos de importação mais altos e aumento das aquisições de petróleo bruto doméstico, gerando maior participação das importações de petróleo bruto nas matérias-primas processadas e do gás natural, após o aumento dos preços; e
- Os efeitos da conversão cambial compensaram parcialmente os fatores mencionados acima devido à redução do custo médio das vendas quando expresso em dólares americanos, refletindo a desvalorização do real médio.

Despesas com Vendas

2020 em comparação com 2019

As despesas com vendas foram de US\$4.884 milhões em 2020, um aumento de 9% (US\$408 milhões) em comparação com US\$4.476 milhões em 2019, principalmente devido ao aumento dos volumes de exportação de derivados de petróleo e petróleo bruto e um aumento nos custos de frete internacional, bem como maiores custos de transporte, decorrentes do pagamento de taxas pela utilização de gasodutos de terceiros, após a venda da TAG em junho de 2019.

2019 em comparação com 2018

As despesas com vendas foram de US\$4.476 milhões em 2019, um aumento de 17% (US\$649 milhões) em comparação com US\$3.827 milhões em 2018, principalmente devido aos maiores custos de transporte, como resultado do pagamento de tarifas pelo uso de gasodutos de terceiros após a venda da TAG em junho de 2019, e também ao aumento dos volumes de exportação de derivados de petróleo e petróleo bruto.

Despesas Gerais e Administrativas

2020 em comparação com 2019

As despesas gerais e administrativas foram de US\$1.090 milhões em 2020, uma redução de 48,7% (US\$1.034 milhões) em comparação com US\$2.124 milhões em 2019, principalmente devido a efeitos de conversão cambial que resultaram na redução das despesas gerais e administrativas médias, refletindo a desvalorização média do real, medidas de resiliência e o efeito dos ganhos na revisão atuarial do nosso plano de saúde.

2019 em comparação com 2018

As despesas gerais e administrativas foram de US\$2.124 milhões em 2019, uma redução de 5% (US\$115 milhões) em comparação com US\$2.239 milhões em 2018, principalmente devido aos efeitos de conversão cambial que resultaram na redução das despesas gerais e administrativas médias, refletindo a depreciação média do real, parcialmente compensado por maiores despesas com pessoal decorrentes de reajustes salariais provenientes do dissídio coletivo ocorrido no 4T18 e de maiores salários e promoção de empregados, além da revisão atuarial de planos de saúde e previdência.

Custos de Exploração

2020 em comparação com 2019

Os custos de exploração foram de US\$803 milhões em 2020, mesmo nível quando comparado a US\$799 milhões em 2019.

2019 em comparação com 2018

Os custos de exploração foram de US\$799 milhões em 2019, um aumento de 52% (US\$275 milhões) em comparação com US\$524 milhões em 2018, principalmente devido a maiores despesas de exploração com baixas dadas com projetos sem viabilidade comercial e maiores despesas geológicas e geofísicas.

Impairment de Ativos

2020 em comparação com 2019

Reconhecemos *impairment* de ativos no valor de US\$7.339 milhões em 2020, um aumento de 157% (US\$4.491 milhões) em comparação com US\$2.848 milhões em 2019, principalmente para ativos de E&P (US\$7.316 milhões). As perdas por *impairment* em propriedades produtoras no Brasil totalizaram US\$7.083 milhões, a maior parte relacionada a UGCs que prestam serviços em campos de E&P, refletindo também a hibernação dos ativos de produção no primeiro trimestre de 2020, bem como a revisão das principais premissas do Plano Estratégico, principalmente os preços esperados do *Brent*, desvalorização do real frente ao dólar norte-americano, desaceleração econômica e redução da demanda por petróleo e derivados.

2019 em comparação com 2018

Reconhecemos *impairment* de ativos no valor de US\$2.848 milhões em 2019, em comparação com US\$2.005 milhões em 2018, principalmente para ativos de E&P e Refino (US\$1.956 milhões e US\$697 milhões, respectivamente), principalmente devido à redução significativa nos preços de petróleo e gás natural projetados para o período 2021- 2025 e ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, devido à redução das taxas de desconto sem risco, e às alterações no cronograma de retirada e tratamento das instalações de produção de petróleo e gás. As maiores estimativas de custos de descomissionamento de campos de E&P no Brasil são notadamente nas unidades geradoras de caixa de Papa-Terra, na Bacia de Campos, no grupo Uruguá (campos Uruguá e Tambaú), na Bacia de Santos, nos campos de Canapu e Golfinho e na Bacia do Espírito Santo, parcialmente compensadas pelos efeitos de reversões relacionadas à venda de campos produtores no Brasil. Além disso, contabilizamos perdas por *impairment* em 2019 devido ao adiamento do projeto de conclusão da segunda unidade de refino da RNEST, e também pela baixa da UFN-III, após nossa decisão de renunciar à conclusão desta planta. Em 2018, reconhecemos *impairment* de ativos no valor de US\$2.005 milhões principalmente para ativos de E&P e Refino (US\$1.391 milhões e US\$442 milhões, respectivamente), principalmente devido a estimativas mais altas de custos de descomissionamento em propriedades de produção no Brasil, venda de campos de produção no Golfo do México e previsões de taxas de frete mais baixas relativas a ativos de transporte.

Outras Receitas e Despesas

2020 em comparação com 2019

Outras receitas e despesas totalizaram uma receita de US\$998 milhões em 2020, em comparação com uma receita de US\$1.199 milhões em 2019, principalmente devido à maior alienação e baixa de ativos em 2019 (US\$5.547 milhões), o programa de demissão voluntária (US\$819 milhões), compensado pela recuperação de PIS / COFINS (ICMS excluído da base de cálculo) (US\$1.514 milhão); equalização de despesas com acordos de individualização da produção (US\$699 milhões), ganhos com revisão atuarial do plano de saúde (US\$2.164 milhões); contingências judiciais (US\$1.089 milhão) e programa de remuneração variável (US\$204 milhões).

2019 em comparação com 2018

Outras receitas e despesas totalizaram uma receita de US\$1.199 milhão em 2019, em comparação com uma despesa de US\$5.760 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Maiores ganhos líquidos na venda e baixa de ativos (US\$5.630 milhões), como resultado de:
 - a) Ganho com a venda da TAG (US\$5.458 milhões);
 - b) Ganho na venda dos campos Pargo, Carapeba e Vermelho, principalmente com baixa de provisão para áreas abandonadas, em decorrência da assunção pelo comprador de despesas com descomissionamento das áreas relacionadas aos campos (US\$787 milhões);
 - c) Ganho na venda do Complexo Riacho da Forquilha (34 campos produtores onshore na Bacia Potiguar) (US\$221 milhões);
 - d) Ganho na venda de companhias distribuidoras no Paraguai (US\$141 milhões);
 - e) Ganhos em 2018, na venda dos campos Lapa e Iara (US\$689 milhões), e pelo pagamento contingente recebido pela venda da área de Carcará (US\$300 milhões); e
 - f) Perda na venda do campo Tartaruga Verde e do Módulo III do campo Espadarte (US\$74 milhões).
- Menores despesas em 2019 com Plano de Carreira e Remuneração do Empregado - PCR (uma despesa de US\$2 milhões em 2019 quando comparada a uma despesa de US\$293 milhões em 2018);
- Menor equalização de despesas relacionadas aos acordos de individualização da produção, que prevêem a equalização de despesas e volumes de produção dos campos de Sapinhoá, Tupi, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (receita de US\$2 milhões em 2019 contra despesa de US\$279 milhões em 2018); e
- Uma menor provisão para processos judiciais, administrativos e arbitrais (uma despesa de US\$1.520 milhões em 2019 quando comparada a uma despesa de US\$2.283 milhões em 2018), principalmente devido a:
 - a) Contratos de unitização com a ANP relativos ao complexo Parque das Baleias firmados no 4T18 (US\$928 milhões);

- b) Acordo de liquidação da Investigação Lava Jato com autoridades norte-americanas (US\$895 milhões) no 3T18;
- c) Arbitragem nos Estados Unidos para contrato de serviço de perfuração relacionado ao navio-sonda Titanium Explorer (Vantage) em 2018 (US\$698 milhões);
- d) Menores perdas cambiais sobre a exposição ao passivo de ação coletiva em dólar americano, como resultado da diminuição da depreciação do real brasileiro em relação ao dólar americano entre os anos, com liquidação definitiva do contrato em setembro de 2019 (US\$336 milhões);
- e) Disposição relativa à arbitragem dos quotistas da Sete Brasil em 2019 (US\$740 milhões);
- f) Reversão de disputas envolvendo tributos estaduais após adesão ao Programa de Anistia Fiscal do Estado do Rio de Janeiro no 4T18 (US\$319 milhões); e
- g) Provisão decorrente do acidente ambiental no Estado do Paraná, com o gasoduto OSPAR, no 3T19 (Duto Santa Catarina - Paraná - US\$155 milhões).

Esses ganhos foram parcialmente compensados por:

- Maiores despesas com descomissionamento de áreas devolvidas/abandonadas (despesa de US\$155 milhões em 2019 contra uma reversão de despesa de US\$621 milhões em 2018);
- Menores valores recuperados da investigação Lava Jato (uma receita de US\$220 milhões em 2019 quando comparada a uma receita de US\$457 milhões em 2018); e
- Maiores despesas com o Programa de Demissão Voluntária, ou PDV (uma despesa de US\$198 milhões em 2019 em comparação com uma reversão de despesas de US\$2 milhões em 2018).

Receita (Despesa) Financeira Líquida

2020 em comparação com 2019

A despesa financeira líquida foi de US\$9.630 milhões em 2020, um aumento de 10% (US\$866 milhões) quando comparado com US\$8.764 milhões em 2019, principalmente devido a:

- O aumento nas despesas de *hedge accounting* US\$1.584 milhão, reflexo do aumento das exportações no período e uma perda adicional em instrumentos de *hedge* devido às exportações não mais previstas;
- A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e a exposição cambial líquida negativa, que aumentaram a despesa financeira líquida em US\$1.291 milhão, devido à variação cambial;
- Redução de US\$1.082 milhão nas despesas financeiras devido ao menor pagamento de juros;
- Maior pagamento de prêmio na recompra de títulos de dívida (US\$297 milhões); e

- Compensação parcial pela atualização monetária sobre ganhos de PIS / COFINS (US\$1.709 milhão).

2019 em comparação com 2018

A despesa financeira líquida foi de US\$8.764 milhões em 2019, um aumento de 35% (US\$2.280 milhões) quando comparada à despesa de US\$6.484 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Aumento do deságio no passivo de arrendamento, devido aos efeitos da adoção do IFRS 16 (US\$1.504 milhão);
- Diminuição dos ganhos com contratos assinados no setor elétrico (ganho de US\$79 milhões em 2019 em comparação com ganho de US\$724 milhões em 2018);
- Maiores custos líquidos com recompra de títulos de dívida (US\$527 milhões);
- Custos de empréstimos capitalizados mais baixos, como resultado da redução do saldo de ativos em construção (US\$482 milhões);
- Maior redução do desconto na provisão para custos de descomissionamento (US\$143 milhões), como resultado de maior saldo a ser abandonado; e
- Parcialmente compensada por menores juros sobre a dívida financeira (US\$1.073 milhão), principalmente devido à redução da dívida média, gerando redução das despesas com juros.

Resultados de participações em investimentos

2020 em comparação com 2019

Tivemos uma perda em participações em investimentos de US\$659 milhões em 2020 em comparação com uma receita de US\$153 milhões em 2019. Essa variação é explicada pela redução do resultado na Braskem devido a processos judiciais relacionados às atividades de mineração de sal-gema em Alagoas e desvalorização cambial; e perdas por *impairment* na BR Distribuidora desencadeadas por nossa decisão de vender nossas ações remanescentes. O valor recuperável deste investimento levou em consideração o valor em uso, incluindo o valor de alienação, considerando nossa intenção de alienação das ações.

2019 em comparação com 2018

Tivemos receita em participações em investimentos de US\$153 milhões em 2019, uma redução de 71% (US\$370 milhões) em comparação com US\$523 milhões em 2018, principalmente como resultado da redução do resultado na Braskem, devido a processos judiciais relacionados a atividades de mineração de sal-gema em Alagoas, parcialmente compensados pelo resultado positivo da BR Distribuidora, em decorrência da venda de ações no mercado secundário em julho de 2019 que levou à sua classificação como investimento contabilizado por equivalência patrimonial.

Imposto de Renda

2020 em comparação com 2019

O imposto de renda apresentou um benefício de US\$1.174 milhões em 2020 em comparação com uma despesa de US\$4.200 milhões em 2019, principalmente devido ao maior *impairment* e perdas cambiais.

2019 em comparação com 2018

As despesas com imposto de renda foram de US\$4.200 milhões em 2019, uma redução de 1% (US\$56 milhões) em comparação com US\$4.256 milhões em 2018, permanecendo relativamente estável durante o ano. A taxa efetiva de imposto com base em nossos resultados diminuiu para 35,0% de 39,3% em 2018.

Resultados de Operações Descontinuadas

2020 em comparação com 2019

O lucro líquido das operações descontinuadas em 2020 foi de US\$0 em comparação com US\$2.560 milhões em 2019, principalmente devido aos ganhos decorrentes da venda de ações no mercado secundário da BR Distribuidora em julho de 2019, após a qual deixamos de controlar a BR Distribuidora.

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido das operações descontinuadas em 2019 foi de US\$2.560 milhões, um aumento de 204% (US\$1.717 milhões) em comparação com US\$843 milhões em 2018, principalmente devido aos ganhos decorrentes da venda de ações no mercado secundário da BR Distribuidora em julho de 2019.

Desempenho Financeiro por Negócios

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS REPORTÁVEIS E PARA NEGÓCIOS CORPORATIVOS E OUTROS

	Para o ano encerrado em 31 de dezembro			
	2020 (US\$ milhões)	2019 (US\$ milhões)	▲ 20-19 (%)	2018 (US\$ milhões)
Exploração e Produção				
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	871	1.062	(18) %	2.330
Receitas de vendas de intersegmentos	33.524	49.400	(32) %	50.052
Receita total de vendas⁽²⁾	34.395	50.462	(32) %	52.382
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	4.475	12.624	(65) %	12.190
Investimentos (CAPEX) ⁽³⁾	6.557	25.081	(74) %	11.592
Imobilizado	95.222	122.496	(22) %	116.153
Refino, Transporte e Comercialização				
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	46.917	58.106	(19) %	56.793
Receitas de vendas de intersegmentos	865	9.432	(91) %	16.655
Receita total de vendas⁽²⁾	47.782	67.528	(29) %	73.448
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	111	1.021	(89) %	2.393
Investimentos (CAPEX) ⁽³⁾	947	1.463	(35) %	1.107
Imobilizado	20.842	26.710	(22) %	27.356
Gás e Energia				
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	5.270	8.185	(36) %	8.540
Receitas de vendas de intersegmentos	2.455	3.308	(26) %	3.701
Receita total de vendas⁽²⁾	7.725	11.493	(33) %	12.241
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	821	4.180	(80) %	482
Investimentos (CAPEX) ⁽³⁾	353	543	(35) %	433
Imobilizado	6.614	8.181	(19) %	11.057
Corporativo e Outros Negócios				
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	625	995	(37) %	1.526
Receitas de vendas de intersegmentos	251	226	11 %	205
Receita total de vendas⁽²⁾	876	1.221	(28) %	1.731
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(4.670)	(6.273)	(26) %	(7.382)
Investimentos (CAPEX) ⁽³⁾	200	326	(39) %	307
Imobilizado	1.523	1.915	(20) %	2.856

(1) Nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção é responsável por grande parte de nossa atividade econômica e investimentos, mas tem poucas receitas 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.

(3) Consulte a definição de CAPEX no “Glossário de Certos Termos Usados neste Relatório Anual”.

Exploração e Produção

2020 em comparação com 2019

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de E&P foi de US\$4.475 milhões em 2020 em comparação com US\$12.624 milhões em 2019, principalmente devido a:

- receitas menores (redução de US\$16.068 milhões), devido à queda nos preços médios do petróleo *Brent* de US\$22,6/bbl (2019: US\$64,3/bbl; 2020: US\$41,7/bbl), uma redução de 35% em relação a 2019, parcialmente compensado pelo aumento na produção de 66 mboed (2019: 2.770 mboed; 2020: 2.836 mboed);
- menor custo de produtos vendidos (redução de US\$9.207 milhões), principalmente devido a menores participações governamentais, em função da queda nos preços do *Brent* e menores custos operacionais, principalmente devido à desvalorização da moeda, redução de despesas operacionais e gestão de ativos com hibernação de plataformas em águas rasas; e
- maiores perdas por *impairment* (um aumento de US\$5.428 milhões). Consulte a Nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre perdas por *impairment*.

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de E&P foi de US\$12.624 milhões em 2019 em comparação com US\$12.190 milhões em 2018, principalmente devido a:

- menores receitas (redução de US\$1.920 milhões), em função da queda nos preços médios do petróleo *Brent* (US\$6,7/bbl), redução de 10% em relação a 2018, parcialmente compensada pelo aumento da produção (142 mboed);
- menor custo de produtos vendidos (uma redução de US\$1.664 milhão), principalmente devido a menores participações governamentais, em função da queda nos preços do *Brent* e menores custos operacionais;
- menores despesas com contingências judiciais (redução de US\$1.521 milhão) e maior ganho com desinvestimentos (aumento de US\$464 milhões);
- maiores perdas por *impairment* (um aumento de US\$561 milhões). Consulte a Nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre perdas por *impairment*; e
- maiores despesas exploratórias (aumento de US\$275 milhões).

Refino, Transporte e Comercialização

2020 em comparação com 2019

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US\$111 milhões em 2020 em comparação com US\$1.021 milhões em 2019, principalmente devido a:

- menor receita operacional devido a margens menores de diesel (uma redução de US\$2.627 milhões) e margens e volumes menores de combustível de aviação (uma redução de US\$669 milhões) vendidos no mercado brasileiro, margens menores nas exportações de petróleo bruto (uma redução de US\$504 milhões) e efeito negativo do giro de estoques (venda de estoques formados a preços mais baixos) entre os anos de US\$1.333 milhão. Esses fatores foram parcialmente compensados por maiores volumes e margens de GLP e nafta vendidas no mercado brasileiro (aumento de US\$851 milhões) e maiores exportações de óleo combustível (US\$419 milhões); e
- maiores despesas com vendas principalmente devido ao aumento nas despesas com frete (um aumento de US\$356 milhões), reversão de *impairments* de US\$260 milhões no COMPERJ, parcialmente compensadas por um *impairment* na RNEST de US\$22 milhões (uma redução de US\$861 milhões de perdas por *impairment*, líquidas de reversões) e resultado positivo com a venda da Liquigás (um aumento de US\$531 milhões)

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US\$1.021 milhões em 2019 em comparação com US\$2.393 milhões em 2018, principalmente devido a:

- menor receita operacional devido às menores margens e volumes de diesel (redução de US\$285 milhões) e gasolina (redução de US\$622 milhões) vendidos no mercado brasileiro, efeito da conversão cambial e redução do efeito positivo do giro de estoque de US\$800 milhões. Esses fatores foram parcialmente compensados por maiores volumes e margens nas exportações de óleo combustível (em US\$274 milhões) e petróleo bruto (em US\$361 milhões); e
- maiores despesas com vendas (um aumento de US\$387 milhões), aumento nas perdas por *impairment*, líquidas de reversões (US\$255 milhões), principalmente na RNEST, COMPERJ e Pasadena, e maiores despesas com provisões para processos judiciais (um aumento de US\$416 milhões), principalmente contingências relacionadas ao gasoduto Ospar e adesão ao programa de anistia tributária do estado da Bahia.

O custo unitário do refino, medida importante para este segmento, diminuiu US\$0,05/bbl devido aos menores custos com pessoal em dólares americanos em combinação com a variação cambial do período.

Gás e Energia

2020 em comparação com 2019

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás e Energia foi de US\$821 milhões em 2020 em comparação com US\$4.180 milhões em 2019. O lucro operacional diminuiu devido à venda da nossa participação de 90% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) em junho de 2019 com um ganho de US\$5.458 milhões e maiores despesas com vendas devido à tarifa de transporte dos gasodutos da TAG.

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás e Energia foi de US\$4.180 milhões em 2019 em comparação com US\$482 milhões em 2018. O lucro operacional aumentou devido à venda da nossa participação de 90% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) em junho de 2019 com um ganho de US\$5.458 milhões, incluindo a reavaliação de nossa participação remanescente no valor de US\$546 milhões em outras receitas e despesas, parcialmente compensado por maiores despesas de vendas no valor de US\$760 milhões.

Liquidez e Recursos de Capital

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

US\$ milhões	2020	2019
Disponibilidades Ajustadas no início do período⁽¹⁾	8.265	14.982
Títulos públicos federais e time deposits acima de três meses no início do período	(888)	(1.083)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	7.377	13.899
Recursos gerados pelas atividades operacionais	28.890	25.600
Atividades operacionais das operações continuadas	28.890	25.277
Atividades operacionais das operações descontinuadas	-	323
Recursos utilizados em atividades de investimento	(4.510)	(1.684)
Atividades de investimento das operações continuadas	(4.510)	(3.496)
Aquisições de Ativos imobilizados e intangíveis (exceto pelo excedente de Cessão Onerosa e outros bônus de assinatura) e investimentos em empresas investidas	(6.816)	(7.224)
Bônus de assinatura	-	(1.339)
Excedente de Cessão Onerosa	-	(15.341)
Recebimentos pela Venda de Ativos - Desinvestimento	1.997	10.413
Revisão da Cessão Onerosa	-	8.361
Dividendos recebidos	243	1.436
Investimentos em títulos e valores mobiliários	66	198
Atividades de investimento das operações descontinuadas	-	1.812
(=) Fluxo de Caixa Líquido das atividades operacionais e de investimento	24.371	23.916
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamento das operações continuadas	(19.259)	(31.561)
Financiamentos líquidos	(11.861)	(24.310)
Captações	17.023	7.464
Amortizações	(28.884)	(31.774)
Amortizações de Arrendamentos	(5.880)	(5.207)
Dividendos pagos aos acionistas da Petrobras	(1.367)	(1.877)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(84)	(138)
Participação de acionistas não controladores	(67)	(29)
Atividades de financiamento das operações descontinuadas	-	(508)
Recursos líquidos gerados (utilizados) pelas atividades de financiamentos	(19.259)	(32.069)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(773)	1.631
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	11.725	7.377
Títulos públicos federais e time deposits acima de três meses no final do período	659	888
Disponibilidades Ajustadas no fim do período⁽¹⁾	12.384	8.265

(1) Disponibilidades Ajustadas é uma medida não GAAP que compreende caixa e equivalentes de caixa, títulos públicos federais e *time deposits* de instituições financeiras altamente classificadas no exterior com vencimentos de mais de três meses a partir do final do período, considerando a realização esperada desses investimentos financeiros de curto prazo. Esta medida não está definida nas International Financial Reporting Standards - IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição do Caixa e Equivalentes de Caixa apurados de acordo com as IFRS. Pode não ser comparável às Disponibilidades Ajustadas de outras empresas, no entanto, a administração acredita que é uma medida complementar apropriada para avaliar nossa liquidez e apoiar a administração de alavancagem.



Fluxo de Caixa Livre

Usamos o Fluxo de Caixa Livre como uma medida complementar para avaliar nossa liquidez e para apoiar a gestão da dívida.

O Fluxo de Caixa Livre não é definido em IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com IFRS. Além disso, pode não ser comparável ao Fluxo de Caixa Livre de outras empresas.

Nossa métrica de Fluxo de Caixa Livre compreende os recursos gerados pelas atividades operacionais menos aquisição de imobilizado, ativos intangíveis (exceto para bônus de assinatura, incluindo a licitação pelo excedente de petróleo do Contrato de Cessão Onerosa, pago para obter concessões para exploração de petróleo bruto e gás natural) e investimentos em investidas, conforme apresentado a seguir:

RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

	Jan-Dez	
	2020	2019
Recursos gerados pelas atividades operacionais	28.890	25.600
(-) Aquisição de imobilizado e intangível (exceto licitação de excedentes de petróleo do Contrato de Cessão Onerosa)	(5.874)	(8.556)
(+) Outros bônus de assinatura pagos pela exploração de petróleo e gás natural(1)	-	1.339
(-) Investimentos em investidas	(942)	(7)
FLUXO DE CAIXA LIVRE	22.074	18.376

(1) Bônus de assinatura pagos em regimes de Concessão e Partilha de Produção, incluídos em "Aquisição de imobilizado e intangível".

As principais utilizações de recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram para obrigações de serviço da dívida, incluindo pré-pagamento de dívidas no mercado bancário nacional e internacional, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e pagamentos de arrendamento no valor de US\$34.764, aquisição de imobilizado e ativos intangíveis no valor de US\$5.874 e investimentos em investidas no valor de US\$942 (principalmente relacionados à aquisição de participação adicional em ações da Tupi BV e Iara BV no valor de US\$889). Esses recursos foram fornecidos principalmente por caixa de atividades operacionais de US\$28.890, receitas de desinvestimentos de US\$1.997 e um conjunto de medidas para reduzir saídas de caixa e preservar caixa, a fim de reforçar sua solidez financeira e resiliência dos negócios da empresa. O efeito negativo da taxa de câmbio sobre os saldos de caixa e equivalentes de caixa resultantes de investimentos no exterior foi de US\$773.

Fonte de Renda

Em 2020, nossa estratégia de financiamento foi financiar nossas necessidades de investimentos e continuar nosso processo de desalavancagem da dívida, preservando nosso saldo de caixa, solvência e liquidez.

Seguimos nossa estratégia de financiamento em 2020 das seguintes maneiras:

- usando o fluxo de caixa das operações;
- avançando com nosso programa de Gestão de Portfólio e continuando com os desinvestimentos; e
- continuando com nosso programa de gestão de passivos, incorrendo em novas dívidas de fontes de financiamento para pagar antecipadamente empréstimos caros com alguns de nossos credores.

Fluxos de Caixa de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de US\$28.890 milhões em 2020, um aumento de 13% de US\$25.600 milhões em 2019, principalmente devido a maior integração entre logística, *marketing* e vendas, ao aumento da produção e gestão de estoque, resultando no aumento das exportações, bem como na utilização de créditos fiscais.

Alienação de Ativos

Recebemos entrada de caixa pela venda de ativos no valor de US\$1,997 bilhões até 31 de dezembro de 2020, que representa os preços pagos a nós no fechamento das transações concluídas e os pré-pagamentos relacionados a certas transações que ainda não foram fechadas.

Ativos	Valor recebido (US\$ bilhões)
Venda da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas BV ("PO&G BV") e um pagamento diferido	0,301
Venda do polo de Macau	0,125
Venda dos polos Pampo e Enchova	0,365
Venda da totalidade da participação nos campos onshore de Ponta do Mel e Redonda	0,003
Venda da participação restante (10%) detida na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e dividendos recebidos	0,205
Venda da totalidade da participação nos campos onshore do polo Lagoa Parda	0,009
Venda de 100% de participação no campo Baúna	0,150
Venda de toda a participação no polo Tucano Sul	0,003
Venda integral da participação societária na Liquigás Distribuidora SA	0,780
Outros	0,056
TOTAL	1,997

Em 2021, até 12 de março, já recebemos US\$0,11 bilhões, principalmente devido à venda de toda a participação na Petrobras Uruguay Distribución e campo de Frade.

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

Dívida

Nossos recursos de financiamento são provenientes por debêntures emitidas no Brasil, títulos emitidos no mercado de capitais internacional, recursos captados nos mercados bancários (no Brasil e no exterior) e uso de linhas de crédito compromissadas.

Além disso, nossa dívida total inclui passivos de arrendamento. Nossa Dívida Bruta totalizou US\$75.538 milhões, e a Dívida Líquida, representando a soma dos passivos de empréstimos e financiamentos e arrendamento de curto e longo prazo, deduzidas de caixa e equivalentes de caixa, Títulos públicos federais brasileiros e depósitos a prazo com vencimento superior a três meses, totalizaram US\$63.168 milhões.

Para reconciliação da Dívida Líquida e Dívida Bruta, medidas não GAAP, consulte "Liquidez e Recursos de Capital - Fontes de Fundos - Dívida Financeira - EBITDA Ajustado e índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado" neste relatório anual.

Dívidas Financeiras

Perfil da dívida

Em 2020, os recursos obtidos com financiamentos totalizaram US\$17.023 milhões, refletindo principalmente (i) os recursos captados no mercado bancário (no Brasil e no exterior), no valor de US\$3.153 milhões, (ii) utilização de linhas de crédito compromissadas, no valor de US\$8.010 milhões, e (iii) títulos emitidos no mercado de capitais internacional no valor de US\$4.300 milhões, das quais US\$2.588 milhões referem-se à emissão e reabertura de novas obrigações com vencimento em 2031 e o US\$1.712 milhões restante refere-se a novas obrigações emitidas com vencimento em 2050.

Atualmente, emitimos notas nos mercados de capitais internacionais por meio de nossa subsidiária financeira integral PGF. Garantimos total e incondicionalmente tais notas emitidas pela PGF, e a PGF não é obrigada a apresentar relatórios periódicos à SEC. Consulte a Nota 39 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para nos proteger da crise atual relacionada à pandemia de Covid-19 e à volatilidade nos preços do petróleo, sacamos nossas linhas de crédito compromissadas no valor de aproximadamente US\$8.010 milhões.

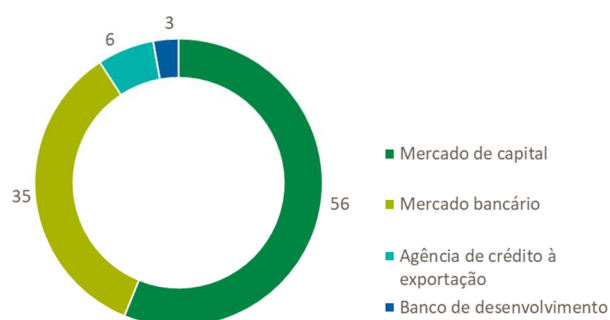
Para informações adicionais sobre a amortização de dívidas financeiras, consulte “Obrigações do Serviço de Dívida” neste relatório anual.

O custo médio da nossa dívida financeira se manteve abaixo de 6,0% ao ano, chegando a 5,9% ao ano. Entretanto, a duração média aumentou de 10,79 anos em dezembro de 2019 para 11,71 anos em dezembro de 2020.

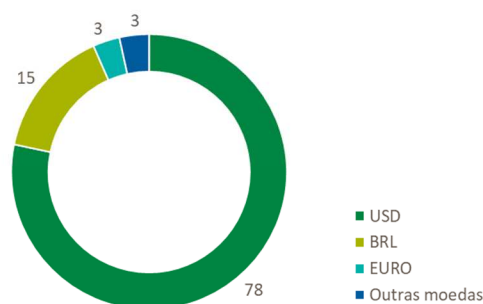
	2020	2019	2018
Taxa de juros média (%)	5,9	5,9	6,1
Prazo médio ponderado (em anos)	11,71	10,79	9,14
Alavancagem (%) ⁽¹⁾	46	44	46

(1) Essa alavancagem leva em consideração a capitalização de mercado. Considerando o valor contábil do Patrimônio Líquido, a alavancagem é de 51% para 2020, 52% para 2019 e 49% para 2018 e é definida como (Dívida Bruta - Disponibilidades Ajustadas) / (Patrimônio Líquido + Dívida Bruta - Disponibilidades Ajustadas).

PERFIL DA DÍVIDA POR CATEGORIA (%)



PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA (%)



Em 31 de dezembro de 2020, nossa dívida total com vencimento no curto prazo, incluindo juros acumulados, era de US\$4.186 milhões, em comparação com US\$4.469 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Nossa dívida de longo prazo em aberto totalizava US\$49.702 milhões em 31 de dezembro de 2020, em comparação com US\$58.791 milhões em 31 de dezembro de 2019. Essa redução deveu-se principalmente à recompra de títulos globais e ao pré-pagamento de dívidas.

Consulte a Nota 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para um detalhamento de nossa dívida, um cronograma de rolagem de nossa dívida por fonte e outras informações.

Para mais informações sobre nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.



Rating

Somos avaliados pelas três principais agências de *rating* (S&P, Moody's e Fitch). Nossas notas de crédito baseiam-se em nossa saúde financeira e são altamente influenciadas pela nota de crédito soberana brasileira.

Em 2020, a S&P e a Moody's mantiveram e a Fitch atualizou nossa nota de crédito stand-alone (S&P em BB; Moody's em Ba2 e Fitch atualizou em dois degraus, de BB+ para BBB, segundo nível de grau de investimento). Também tivemos nossa perspectiva de nota de crédito global rebaixada de positiva para estável pela S&P e de estável para negativa pela Fitch, enquanto a Moody's nos manteve em uma base de perspectiva estável durante o ano. Não houve mudanças em nossa nota de crédito global em 2020 pela S&P, Moody's e Fitch, (BB-, Ba2 e BB-, respectivamente). Em 28 de fevereiro de 2021, não houve mudanças em nossas notas de crédito stand-alone ou em nossa nota de crédito global.

NOTA DE CRÉDITO GLOBAL

	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽²⁾	2019 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB-	BB-	BB-
Moody's	Ba2	Ba2	Ba2
Fitch	BB-	BB-	BB-

(1) Em 28 de fevereiro de 2021.

(2) Em 31 de dezembro de 2020.

NOTA DE CRÉDITO *STAND-ALONE*

	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽²⁾	2019 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB	BB	BB
Moody's	Ba2	Ba2	Ba2
Fitch	BBB	BBB	BB+

(1) Em 28 de fevereiro de 2021.

(2) Em 31 de dezembro de 2020.



Exposição à taxa de juros e risco cambial

A tabela a seguir fornece informações resumidas sobre nossa exposição ao risco de taxa de juros e taxa de câmbio em nossa carteira de dívida financeira total para 2020 e 2019, incluindo dívida de curto e longo prazo.

CARTEIRA DE FINANCIAMENTO TOTAL⁽¹⁾

	2020 (%)	2019 (%)	2018 (%)
Financiamentos em Reais (R\$)			
Indexados a taxas fixas	5,1	6,0	3,2
Indexados a taxas flutuantes	10,0	10,6	15,8
Sub-total	15,1	16,6	19,0
Financiamentos em Dólares (US\$)			
Indexados a taxas fixas	46,4	44,8	40,4
Indexados a taxas flutuantes	31,9	31,5	33,8
Sub-total	78,3	76,3	74,2
Outras moedas:			
Indexados a taxas fixas	6,6	7,1	6,6
Indexados a taxas flutuantes	0,0	0,0	0,2
Sub-total	6,6	7,1	6,8
TOTAL	100,0	100,0	100,0
Dívida de câmbio flutuante			
Em Reais (R\$)	10,0	10,6	15,8
Em moeda estrangeira	31,9	31,5	34,0
Dívida de câmbio fixo			
Em Reais (R\$)	5,1	6,0	3,2
Em moeda estrangeira	53,0	51,9	47,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0
Dólar americano	78,3	76,3	74,2
Euro	3,1	4,0	4,2
Libras esterlinas	3,5	3,0	2,6
Iene japonês	0,0	0,0	0,0
Reais	15,1	16,7	19,0
TOTAL	100,0	100,0	100,0

(1) Curto e longo prazo.

Praticamos a gestão integrada de riscos em todos os processos de tomada de decisão. Dessa forma, não focamos somente nos riscos individuais de nossas operações ou unidades de negócios, mas, sim, temos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais, onde e quando disponíveis. No que diz respeito à gestão dos riscos financeiros, incluindo os riscos de mercado, utilizamos ações mais estruturais através da gestão dos nossos níveis de capital e endividamento, ao invés do uso de instrumentos financeiros derivados.

A gestão do risco de mercado foca nas 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 à implementação desse plano estratégico. O uso de instrumentos financeiros, como derivativos, pode ser necessário para atender às nossas necessidades.

Em geral, nossa dívida em taxas flutuantes em moeda estrangeira está sujeita principalmente às flutuações da LIBOR. Nossa dívida em taxas flutuantes denominada em reais está sujeita a flutuações no Depósito Interbancário, ou “DI”, e na taxa de juros de longo prazo brasileira, ou “TJLP”, fixadas pelo CMN. Estamos tomando medidas para mitigar o impacto potencial da descontinuação da LIBOR até 2021 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 este evento deve representar um risco material para nossos resultados consolidados e condição financeira.

Geralmente não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação das taxas de juros, mas podemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

O risco de taxa de câmbio ao qual estamos expostos tem maior impacto no balanço patrimonial e deriva 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* (troca entre moedas), para proteger contra a exposição em libras esterlinas versus dólares americanos, decorrente de emissões anteriores de títulos naquela moeda. Em 2018, também celebramos, por meio da PGT, operações de derivativos na forma de *non-deliverable forwards* para proteção contra a exposição em libras esterlinas versus dólares americanos, decorrente de emissões anteriores de títulos naquela moeda. As duas transações ainda estão pendentes.

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 IPCAxCDI com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034 e operações de *cross-currency swap* de CDI x Dólar com vencimento em setembro de 2024 e setembro de 2029.

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 de vendas futuras.

Consulte “- Desempenho Financeiro Consolidado - Impactos da Variação da Taxa de Câmbio” nesta seção e Notas 4.8 e 38.3(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 38.3(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nossa taxa de juros e riscos cambiais, incluindo uma análise de sensibilidade que demonstra o impacto potencial de uma mudança adversa de 25% (ou 50%) nas variáveis subjacentes em 31 de dezembro de 2020.

Para mais informações sobre o cronograma de vencimento esperado e moeda, os fluxos de caixa do principal e de juros, taxas de juros médias relacionadas de nossas obrigações de dívida, risco de crédito e risco de liquidez, consulte as Notas 34, 38.5 e 38.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Arrendamento

Somos arrendatários em contratos 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 2020, o valor do passivo de arrendamento totalizava US\$21.650 milhões.

EBITDA Ajustado e índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

O índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma métrica que apoia a administração na avaliação de nossa liquidez e alavancagem, e é medido em dólares americanos.

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, redução ao valor recuperável, ajustes cumulativos de câmbio reclassificados para o resultado e resultados da alienação e baixa de ativos e ganhos e perdas cambiais resultantes de provisões para processos judiciais denominados em moedas estrangeiras. As provisões legais em moedas estrangeiras consistem principalmente de nossa parcela da provisão para liquidação de ações coletivas assinada em dezembro de 2017. Além disso, elas são substancialmente semelhantes aos efeitos cambiais apresentados na receita financeira líquida.

US\$ milhões	2020	2019	2018
Lucro líquido (prejuízo) de operações continuadas	948	7,803	6,571
Resultado financeiro líquido	9.630	8.764	6.484
Imposto de renda e contribuição social	(1.174)	4.200	4.256
Depreciação, depleção e amortização	11.445	14.836	11.912
EBITDA	20.849	35.603	29.223
Resultado de participações em investimentos	659	(153)	(523)
<i>Impairment</i>	7.339	2.848	2.005
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participações societárias	43	34	-
Resultados na alienação / baixa de ativos	(499)	(6.046)	(416)
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes	-	120	455
EBITDA Ajustado de operações continuadas	28.391	32.406	30.744
EBITDA Ajustado de operações descontinuadas	-	301	758
EBITDA Ajustado	28.391	32.707	31.502

A Dívida Líquida reflete a Dívida Bruta, líquida das "Disponibilidades Ajustadas" (ver definição em "Liquidez e Recursos de Capital" neste relatório anual). A Dívida Bruta reflete a soma da dívida financeira corrente e não corrente e passivos de arrendamento.

Nosso EBITDA, EBITDA Ajustado, Disponibilidades Ajustadas, Dívida Bruta, Dívida Líquida e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado são medidas não GAAP e podem não ser comparáveis ao cálculo de medidas de liquidez apresentadas por outras empresas, e não deve ser considerado isoladamente nem como substituto de qualquer medida calculada de acordo com o IFRS. Estas métricas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento da nossa situação financeira.

Aplicamos o mesmo método de conversão de moeda estrangeira, conforme estabelecido na Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, para apresentar esta métrica em dólares americanos. Dessa forma, os itens do ativo e do passivo foram convertidos para dólares americanos pela taxa de câmbio da data do Balanço Patrimonial, e todos os itens relativos à demonstração do resultado e à demonstração dos fluxos de caixa foram convertidos pelas taxas médias vigentes em cada período.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação para 2020 e 2019 da medida do índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado para a medida GAAP mais diretamente comparável de acordo com o IFRS, que é, neste caso, a Dívida Financeira mais o Passivo de arrendamento menos caixa e equivalentes de caixa / índice Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais:

	2020 (US\$ milhões)	2019 (US\$ milhões)
Caixa e Equivalentes de Caixa	11.711	7.372
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento em mais de três meses)	659	888
Disponibilidades ajustadas	12.370	8.260
Passivo de Financiamento	53.888	63.260
Passivo de Arrendamento	21.650	23.861
Dívida circulante e não circulante - Dívida Bruta	75.538	87.121
Dívida Líquida	63.168	78.861
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais das atividades continuadas	28.890	25.277
Atividades de operações descontinuadas	-	323
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais - FCO	28.890	25.600
Imposto de renda e contribuição social	(1.174)	4.200
Perdas de crédito esperadas	(144)	(87)
Contas a receber	(1)	(2.233)
Estoques	(724)	281
Fornecedores	(216)	989
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	1.743	(2.798)
Impostos a pagar	(2.914)	2.105
Outros	2.931	4.650
EBITDA Ajustado Total	28.391	32.707
EBITDA ajustado de operações continuadas	28.391	32.406
EBITDA ajustado de operações descontinuadas	-	301
Dívida bruta líquida de caixa e equivalentes de caixa/índice FCO	2,21	3,12
Relação da dívida líquida/EBITDA Ajustado	2,22	2,41

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólares americanos diminuiu de 2,41 em 31 de dezembro de 2019 para 2,22 em 31 de dezembro de 2020, refletindo os efeitos derivados da redução de 20% na Dívida Líquida.

Uso de Fundos

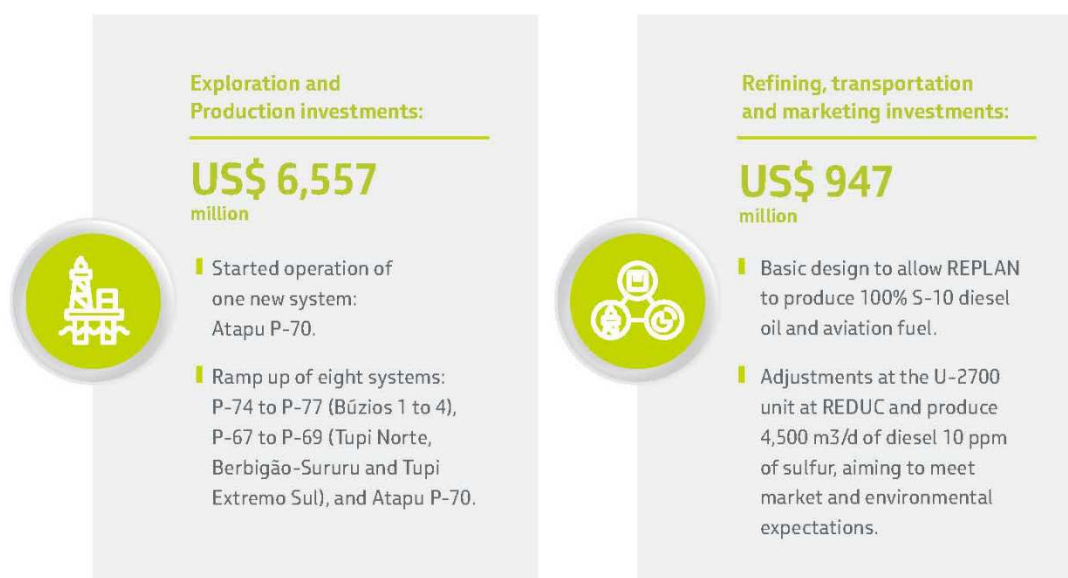
Investimentos (CAPEX)

Desembolsamos um total de US\$8.056 milhões em 2020 (81% foram usados em negócios de E&P), uma redução de 71% em comparação com nossos Investimentos de US\$27.413 milhões em 2019. Em linha com nosso Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 anterior, nossos Investimentos em 2020 foram direcionadas principalmente para os projetos de investimento mais lucrativos relacionados à produção de petróleo e gás. Esses gastos são baseados em nossas premissas de custo de plano e metodologia financeira.

INVESTIMENTOS POR SEGMENTOS DE NEGÓCIOS (US\$ MILHÕES)

Para o ano encerrado em 31 de dezembro,	2020	2019	2018
Exploração e Produção	6.557	25.080	11.592
Refino, Transporte e Comercialização	947	1.463	1.107
Gás e Energia	352	543	433
Corporativo e Outros Negócios	200	328	307
TOTAL	8.056	27.413	13.439

Para informações sobre nossos futuros Investimentos, consulte “Plano Estratégico - Plano Estratégico” neste relatório anual.



Dividendos

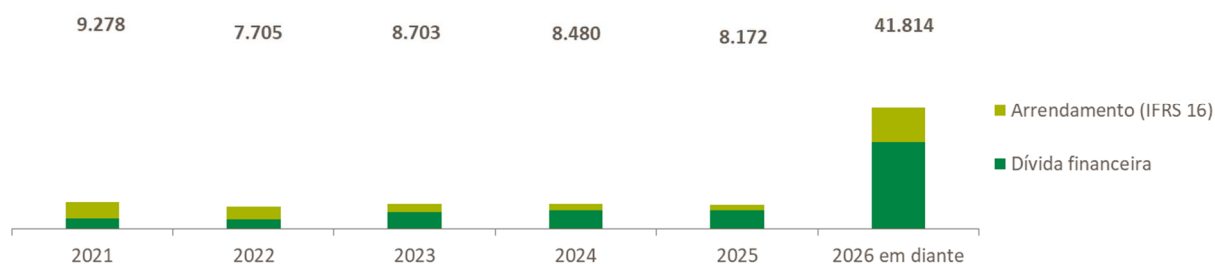
Nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos em 2020 no valor de US\$1.977 milhões, que inclui US\$849 milhões relativos ao dividendo mínimo obrigatório para acionistas preferenciais e US\$1.128 milhões como dividendos adicionais propostos aos acionistas ordinários.

Para mais informações sobre nossa Política de Remuneração aos Acionistas, consulte “Informações aos Acionistas - Dividendos” neste relatório anual e a Nota 36.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2020, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US\$42.338 milhões em dívida financeira e passivo de arrendamento (valores nominais).

PERFIL DE AMORTIZAÇÃO (US\$ MILHÕES)



Dívida Financeira

Em 2020, amortizamos diversas dívidas financeiras, no valor de US\$28.884 milhões, destacando-se: (i) pré-pagamento de empréstimos bancários no mercado nacional e internacional no valor de US\$4.147 milhões; (ii) US\$9.515 milhões à recompra de títulos globais anteriormente emitidos por nós no mercado de capitais, com prêmio líquido pago aos detentores de títulos no valor de US\$1.155 milhões; e (iii) antecipação parcial de suas linhas de crédito rotativo, no valor de US\$7.600 milhões.

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 devido a mudanças nos fatos ou circunstâncias ocorridas após seu início, exceto com a passagem do tempo. Esses pagamentos não são incluídos na mensuração dos passivos de arrendamento.

Para informações sobre as mudanças no saldo de passivos de arrendamento e sobre arrendamentos por classe de ativos subjacentes, consulte a Nota 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Outras Informações

Obrigações Contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações e compromissos contratuais pendentes em 31 de dezembro de 2020:

	Pagamentos Devidos por Período (US\$ milhões)				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
Obrigações contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial⁽¹⁾⁽⁵⁾					
Financiamentos ⁽²⁾	53.888	4.186	9.174	12.190	28.338
Arrendamentos	29.020	5.756	7.206	4.075	11.983
Provisão para descomissionamento de áreas ⁽³⁾	<u>18.780</u>	<u>938</u>	<u>2.171</u>	<u>1.866</u>	<u>13.805</u>
Total de itens do Balanço Patrimonial	101.688	10.880	18.551	18.131	54.126
Outros compromissos contratuais					
Gás natural ship-or-pay ⁽⁴⁾	22.647	2.655	4.659	4.666	10.666
Serviços contratados	82.910	1.829	19.436	21.676	39.969
Compromisso de compra de gás natural ⁽⁴⁾⁽⁶⁾	3.123	651	1.326	1.146	0
Arrendamentos ainda não iniciados	67.408	7.218	16.267	2.110	41.813
Financiamentos por arrendamento de curto prazo	96	96	0	0	0
Compromissos de compra	<u>5.160</u>	<u>1.583</u>	<u>1.975</u>	<u>1.503</u>	<u>100</u>
Total de outros compromissos	181.344	14.032	43.663	31.101	92.548
TOTAL	283.032	24.912	62.214	49.232	146.674

- (1) Exclui o valor de US\$27.218 milhões relacionado às nossas obrigações de planos de pensão e benefícios médicos, parcialmente financiados por US\$11.575 milhões em ativos do plano. As informações sobre os planos de benefícios pós-aposentadoria dos funcionários, incluindo um cronograma de vencimento esperado das obrigações de pensão e benefícios médicos, são apresentadas na Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- (2) Inclui juros acumulados, dívidas de curto e longo prazo (parcelas circulantes e não circulantes). As informações sobre nossos pagamentos futuros de juros e principal (não descontados) para os próximos anos são apresentadas na Nota 34.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- (3) Inclui US\$640 milhões de passivos relacionados a ativos classificados como mantidos para venda.
- (4) O contrato de importação estava previsto para terminar em dezembro de 2019, mas ficará em aberto até que todo o volume contratado seja entregue.
- (5) Nossos contratos de petróleo e gás no Brasil exigem que invistamos pelo menos 1% de nossa receita bruta proveniente de campos de petróleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento.
- (6) Em 6 de março de 2020, celebramos um novo aditivo ao Contrato de Fornecimento de Gás (GSA) de Longo Prazo com a YPF. O aditivo assinado refere-se à parte do gás contratada em 1999, no início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil, e que ainda não foi retirada por nós.

Operações extrapatrimoniais

Em 31 de dezembro de 2020, não tínhamos nenhum acordo fora do balanço patrimonial que tenha, ou seja razoavelmente provável que tenha, um efeito material em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Estimativas e Julgamentos relevantes

Informações sobre estimativas e julgamentos relevantes, que envolvem um alto grau de complexidade na aplicação das práticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados operacionais, são fornecidas em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas aborda as estimativas que consideramos mais significativas com base no grau de incerteza, os eventos potenciais que podem afetar negativamente nossas estimativas e a probabilidade de um impacto material se usarmos uma estimativa diferente. Essas suposições são baseadas em transações anteriores e outras informações relevantes e são revisadas periodicamente por nossa administração. Resultados reais podem ser diferentes destas estimativas.

Os impactos da Covid-19 e seus efeitos sobre o ambiente econômico foram considerados na preparação de nossas demonstrações financeiras. Os resultados da revisão das premissas são apresentados na Nota 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

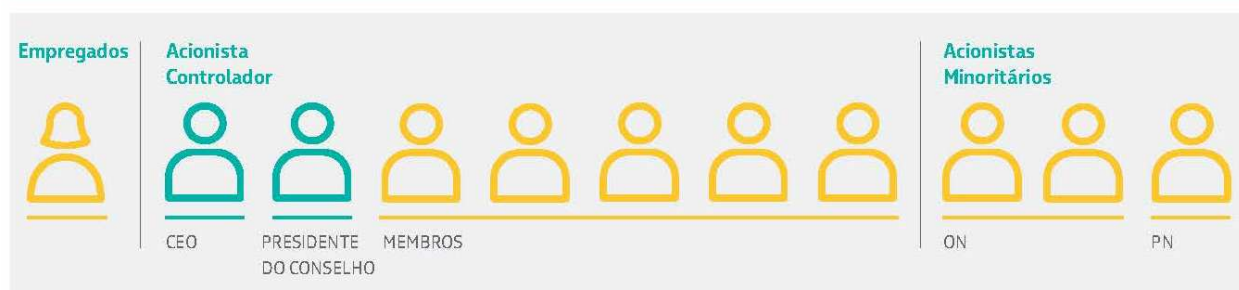
Informações adicionais, incluindo nossas práticas contábeis, são fornecidas em cada uma de nossas notas explicativas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Gestão e Empregados

Gestão

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, seleciona nossa gestão. 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 Legislação Societária Brasileira, os acionistas podem destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em uma assembleia geral extraordinária e, em caso de destituição de qualquer membro do conselho eleito por meio de voto múltiplo, resultará na destituição de todos os demais membros eleitos segundo o mesmo procedimento, após o que deverão ocorrer novas eleições.

Nosso Conselho de Administração deve ser composto por, no mínimo, 40% de membros independentes, de acordo com a Legislação Societária Brasileira e as normas B3 Nível 2. Em caso de contradição entre essas regras, prevalecem as regras mais rígidas.



Para mais informações sobre o segmento de listagem Nível 2, consulte “Informações aos Acionistas” neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição, atribuições e deveres de nosso Conselho de Administração, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia de nosso Estatuto Social.

Para mais informações relacionadas a possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e nossa equipe de administração, consulte “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual.

Na data deste relatório anual, nós temos os seguintes 11 conselheiros:

Eduardo Bacellar Leal Ferreira

 Nascimento 2 de junho de 1952	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Presidente do Conselho de Administração desde janeiro de 2019	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Não há
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionista Controlador	 Independente Não	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios O Sr. Eduardo Leal Ferreira é almirante da frota e foi comandante da Marinha do Brasil até janeiro de 2019. Antes de ocupar este cargo, o Sr. Eduardo Leal Ferreira serviu na Marinha do Brasil por 48 anos em diferentes cargos, tendo sido o Comandante da frota da Marinha do Brasil e o Comandante da Escola Nacional de Guerra do Brasil. Foi diretor da área de portos e costas da Marinha do Brasil responsável pela supervisão técnica da segurança marítima de todas as embarcações em operação no Brasil, incluindo plataformas e embarcações de apoio.			
 Educação O Sr. Eduardo Leal Ferreira formou-se na Escola Naval Brasileira, na Escola de Guerra Naval do Brasil e na Escola de Guerra Naval do Chile.			

Roberto da Cunha Castello Branco



Nascimento

20 de julho de 1944



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2019



Outros cargos de administração exercidos atualmente

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicado por

Acionista Controlador



Independente

Não



Relações Familiares

Não há



Experiência em Negócios

O Sr. Roberto Castello Branco foi membro do nosso Conselho de Administração entre maio de 2015 e abril de 2016 e é nosso presidente desde janeiro de 2019. Foi professor afiliado da Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e diretor do centro de estudos em crescimento e desenvolvimento econômico da EPGE. Anteriormente, o Sr. Roberto Castello Branco foi Conselheiro da Vale S.A., Banco Central do Brasil, Banco Boavista, Banco Boavista Investimentos e Banco InterAtlântico. Atuou também como membro do Conselho de Administração do Aeroporto de Guarulhos (SP), Invepar, ABRASCA, IBEF e conselheiro da Câmara Americana de Comércio (RJ).



Educação

O Sr. Roberto Castello Branco é formado em Economia, com PhD pela Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e pós-doutorado pela University of Chicago. O Sr. Roberto Castello Branco também participou de programas de treinamento de executivos na Sloan School of Management (MIT) e no International Institute for Management Development (IMD).

João Cox Neto



Nascimento

2 de maio de 1963



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Membro do Conselho de Administração desde fevereiro de 2019



Outros cargos de administração exercidos atualmente

Presidente do Conselho de Administração da Vivara, Vice-presidente do Conselho de Administração da Braskem e membro do Conselho de Administração da Embraer e Linx.



Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicado por

Acionista Controlador



Independente

Sim



Relações Familiares

Não há



Experiência em Negócios

O Sr. João Cox atuou como CEO e presidente da Telemig Celular, Amazônia Celular, Claro, entre outras posições de destaque. O Sr. João Cox foi membro de diversos conselhos no Brasil nas últimas três décadas e, atualmente, é membro do Conselho de Administração da Embraer, Linx, Braskem (onde atualmente é vice-presidente) e Vivara (onde atualmente é o presidente).



Educação

O Sr. João Cox é bacharel em economia e cursou pós-graduação em economia na Universidade de Quebec em Montreal e no programa College of Petroleum Studies da Universidade de Oxford.

Leonardo Pietro Antonelli



Nascimento

16 de outubro de 1970



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2020



Outros cargos de administração exercidos atualmente

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicador por

Acionistas Minoritários



Independente

Sim



Relações Familiares

Não há



Experiência em Negócios

Sócio-fundador da Antonelli e Advogados Associados, o Sr. Leonardo Antonelli tem participado de diversas bancas de concurso público, entre as quais a da magistratura de carreira e de detetive e inspetor das Polícias Federal e Civil. Aprovado no concurso de Administrador Judicial do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, atua também como Conselheiro da Ordem dos Advogados do Brasil (OAB-RJ), na qualidade de titular da Comissão de Defesa do Jurisdicionado. Agraciado com o Prêmio Innovare pelo projeto "Justiça fala para quem quer ouvir". É autor de uma série de publicações, entre as quais o "Curso de Direito Tributário Brasileiro" –Volume III, publicado em três edições pela editora Quartier Latin, sendo a sua quarta edição publicada pela editora Almedina, e "Correção Legislativa da Jurisprudência: Uma análise das emendas constitucionais em matéria tributária", publicado pela editora Justiça e Cidadania. Assumiu o cargo de Professor Titular da Escola da Magistratura Eleitoral durante os biênios em que integrou o Tribunal Regional Eleitoral do Estado do Rio de Janeiro, exercendo o cargo de desembargador federal, na qualidade de jurista indicado pelo Presidente da República.



Educação

O Sr. Leonardo Antonelli é advogado e graduado pela Universidade Candido Mendes (UCAM-RJ), com pós-graduação em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá (UNESA-RJ) e mestrado em Direito Econômico pela Universidade Candido Mendes (UCAM-RJ).

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 exercidos atualmente

Membro do Conselho de Administração do Fundo Patrimonial da PUC-RJ (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) e Membro do Conselho de Administração da Tambo Educativa S.A.



Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicado por

Acionistas Ordinários Minoritários



Independente

Sim



Relações Familiares

Não há



Experiência em Negócios

O Sr. Marcelo Mesquita é sócio-fundador da Leblon Equities (desde 2008) e cogestor de fundos de ações e de investimentos de private equity. Possui aproximadamente 30 anos de experiência no mercado de ações brasileiro, tendo trabalhado no UBS Pactual por 10 anos e no Banco Garantia por 7 anos. No UBS Pactual, foi corresponsável pelas áreas de Mercado de Capitais e de Ações 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 apontado por investidores como um dos principais analistas do Brasil segundo várias pesquisas feitas pela revista Institutional Investor. Ele foi classificado como "#1 Analista do Brasil" de 2003 a 2006 (além de #3 em 2002, #2 em 2001 e #3 em 2000). Também foi ranqueado como "#1 Estrategista de ações no Brasil" de 2003 a 2005.



Educação

O Sr. Marcelo Mesquita é formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), em estudos de francês pela Nancy University II e em OPM (Owner/President Management) pela Harvard Business School.

Nivio Ziviani

 Nascimento 27 de agosto de 1946	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Membro do Conselho de Administração desde março de 2019	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Membro do Conselho de Administração da Kunumi e Membro do Conselho de Tecnologia da Transformação Digital do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionista Controlador	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios O Sr. Nivio Ziviani é Professor Emérito do Departamento de Ciência da Computação da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), membro do Conselho de Administração da Kunumi e da Petrobras, e membro do Conselho de Tecnologia da Transformação Digital do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. É membro titular da Academia Brasileira de Ciências e da Ordem Nacional do Mérito Científico nas classes Comendador e Grã-Cruz. Fundador de várias empresas, a saber: Kunumi, Neemu, Akwan e Miner. É autor do livro Projeto de Algoritmos e coautor de mais de 200 artigos científicos nas áreas de algoritmos, recuperação de informação, aprendizagem de máquina e redes neurais artificiais.			
 Educação O Sr. Nivio Ziviani é graduado em engenharia mecânica pela UFMG, possui mestrado em informática pela PUC-Rio e PhD em ciência da computação pela Universidade de Waterloo, no Canadá.			

Omar Carneiro da Cunha Sobrinho

 Nascimento 7 de julho de 1946	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Membro dos Conselhos de Administração do Grupo Energisa S/A, Brookfield Properties Partners LP e Libraport Campinas S/A
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionista Controlador	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios O Sr. Omar Sobrinho tem vasta experiência executiva e relacionamentos no Brasil e no exterior nos meios empresarial e governamental e com entidades setoriais. O Sr. Omar Sobrinho foi CEO da Shell Brasil, Shell Química, Billiton Metais, AT&T Brasil e Varig. Foi membro do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva de empresas e entidades como Síndicom, Cultura Inglesa S/A, Amcham Brasil-RJ, Commercial Association of Rio de Janeiro, Valesul Alumínio S/A, Mineração Rio do Norte S/A, Brasoil Ltda, Huisman Ltda, Libra Group, Business Cooperation Committee – FGV, entre outras.			
 Educação O Sr. Omar Sobrinho é formado em Economia pela Escola de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro e pós-graduado em Administração Financeira pela FGV.			











Paulo Cesar de Souza e Silva

 Nascimento 8 de outubro de 1955	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Membro do Conselho de Administração do Grupo Águia Branca e Centrais Elétricas de Minas Gerais
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionista Controlador	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios O Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva possui mais de 40 anos de experiência profissional no setor financeiro nacional e internacional, bem como no setor de aviação. Possui vasta experiência internacional, tanto pessoal como profissional, com intensa prática nos cinco continentes. O Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva foi CEO da Embraer S.A. nos últimos anos, onde atuou por mais de 20 anos. Recebeu a Ordem Nacional Barão de Mauá do Presidente do Brasil (dezembro de 2018), eleito pela Revista Forbes como um dos Melhores CEOs do Brasil (julho de 2018), eleito o Empreendedor do Ano na Indústria pela Revista Isto É (dezembro de 2019), Personalidade da Inovação Tecnológica pelo Sindicato dos Engenheiros (dezembro de 2016) e foi homenageada com a Ordem do Mérito Aeronáutico pelo Ministro da Defesa (outubro de 2016).			
 Educação O Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva formou-se economista pela Universidade Mackenzie (1979) e possui MBA pela Universidade de Lausanne, na Suíça (1982).			

Rodrigo de Mesquita Pereira

 Nascimento 20 de outubro de 1964	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Não há
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionistas Preferencialistas Minoritários	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios Membro do Ministério Público do Estado de São Paulo (1991-2001). Sócio da Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados. Membro do Conselho Fiscal da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG - de 2016 a 2020; Membro Suplente do Conselho Fiscal da Petrobras de 2018 a 2019.			
 Educação O Sr. Rodrigo Mesquita é advogado graduado em Direito pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo (1988) e com Extensão Universitária em "Interesses Difusos e Coletivos" pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. Também possui Pós-Graduação em Gestão de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas.			

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 exercidos atualmente Não há
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Empregados	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios A Sra. Rosângela Buzanelli ingressou na Petrobras em 1987 no departamento de Geofísica. Atualmente trabalha na Unidade de Exploração em Águas Profundas.			
 Educação A Sra. Rosângela Buzanelli é formada em Geociências e Engenharia pela Universidade Federal de Ouro Preto e possui mestrado em Geociências pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.			

Ruy Flaks Schneider

 Nascimento 28 de fevereiro de 1941	 Nacionalidade Brasileiro	 Cargo Membro do Conselho de Administração desde junho de 2020	 Outros cargos de administração exercidos atualmente Membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, do Comitê para o Desenvolvimento do Mercado de Capitais – CODEMEC e Presidente do Conselho de Administração da Liga da Reserva Naval do Brasil.
 Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	 Indicado por Acionista Controlador	 Independente Sim	 Relações Familiares Não há
 Experiência em Negócios O Sr. Ruy Schneider frequentou a Escola Superior de Guerra. Fundou o Departamento de Engenharia Industrial da PUC-RIO, tornando-se seu primeiro diretor, estabelecendo o primeiro programa de mestrado em Engenharia Industrial no Brasil. Com diversos artigos publicados, atua como palestrante no Brasil e no exterior. Acumulou vasta experiência, tanto como executivo quanto como membro de Conselhos de Administração e Fiscais de grandes empresas, incluindo Xerox do Brasil S.A., Banco Brascan de Investimento S.A., Banco de Montreal S.A. – MontrealBank, Grupo Multiplan e INB Indústrias Nucleares do Brasil. O Sr. Ruy Schneider atuou como membro do Conselho Consultivo do Mercado de Capitais do Banco Central, participando do assessoramento na elaboração do programa de conversão de dívida externa. O Sr. Ruy Schneider foi o criador do primeiro fundo de pensão multipatrocinado e introduziu os fundos de contribuição definida no Brasil.			
 Educação O Sr. Ruy Schneider é engenheiro mecânico industrial e de produção. É graduado pela PUC-RIO e possui mestrado em Economia e Engenharia pela Universidade de Stanford.			

Conselho Fiscal

Temos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, independente da nossa administração e dos auditores independentes. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal, como função fiscalizadora, incluem, entre outras: (i) representar os acionistas, monitorando 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 encerramento do exercício.

Os membros de nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos por nossos acionistas, na Assembleia Geral de acionistas, para um mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela legislação societária brasileira. Tanto os detentores de ações preferenciais quanto os detentores minoritários de ações ordinárias têm o direito, como classe, de eleger um membro e o respectivo suplente para o Conselho Fiscal. O governo federal brasileiro tem o direito de nomear a maioria dos membros de nosso Conselho Fiscal e seus suplentes, dos quais um membro e o respectivo suplente serão necessariamente nomeados pelo Ministro da Economia, representando o Tesouro Nacional.

MEMBROS ATUAIS DE NOSSO CONSELHO FISCAL

Membros de nosso Conselho Fiscal	Ano da primeira nomeação	Eleito/nomeado por
José Franco Medeiros de Moraes (Presidente)	2019	Governo federal brasileiro/Ministério da Economia
Sergio Henrique Lopes de Sousa	2020	Governo federal brasileiro
Agnes Maria de Aragão da Costa	2020	Governo federal brasileiro
Marcelo Gasparino da Silva	2019	Acionista minoritário
Daniel Alves Ferreira	2018	Acionista preferencial
Alternate members of our Fiscal Council		
Gildenora Batista Dantas Milhomem	2019	Governo federal brasileiro/Ministério da Economia
Alan Sampaio Santos	2020	Governo federal brasileiro
Jairez Elói de Sousa Paulista	2019	Governo federal brasileiro
Paulo Roberto Evangelista de Lima	2020	Acionista minoritário
Fabrcio Santos Debortoli	2020	Acionista preferencial

Diretoria Executiva



Nossa Diretoria Executiva é composta por um presidente e oito diretores executivos. Conforme o nosso Estatuto Social, nossa Diretoria Executiva é responsável pela administração do dia a dia. Nossos diretores executivos não precisam ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. Conforme o Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege nossos diretores executivos, incluindo o presidente, devendo considerar as qualificações pessoais, experiência e especialização ao elegê-los. O mandato dos nossos diretores executivos é de dois anos, não sendo permitidas mais do que três reeleições consecutivas. Nosso Conselho de Administração pode destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento e sem justa causa, existindo, quanto ao Diretor Executivo de Governança e Conformidade, um procedimento especial para sua destituição, de acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração. Conforme o Regimento Interno do Conselho de Administração, para deliberar sobre a destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade, o Conselho de Administração deverá obedecer a um quórum qualificado, que requer o voto do conselheiro eleito pelos acionistas minoritários ou do conselheiro eleito pelos acionistas preferenciais.

Para mais informações sobre a nossa Diretoria Executiva, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia do nosso Estatuto Social.

Na data deste relatório anual, nós temos os seguintes 9 diretores executivos:

Roberto da Cunha Castello Branco


Nascimento

20 de julho de 1944


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

CEO desde janeiro de 2019


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021


Experiência em Negócios

O Sr. Roberto Castello Branco foi membro do nosso Conselho de Administração entre maio de 2015 e abril de 2016 e é nosso presidente desde janeiro de 2019. Foi professor afiliado da Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e diretor do centro de estudos em crescimento e desenvolvimento econômico da EPGE. Anteriormente, o Sr. Castello Branco foi Conselheiro da Vale S.A., Banco Central do Brasil, Banco Boavista, Banco Boavista Investimentos e Banco InterAtlântico. Atuou também como membro do Conselho de Administração Aeroporto de Guarulhos (SP), Invepar, ABRASCA, IBEF e conselheiro da Câmara Americana de Comércio (RJ).


Educação

O Sr. Roberto Castello Branco é formado em Economia, com PhD pela Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e pós-doutorado pela University of Chicago. O Sr. Roberto Castello Branco também participou de programas de treinamento de executivos na Sloan School of Management (MIT) e no International Institute for Management Development (IMD).

André Barreto Chiarini


Nascimento

10 de maio de 1973


Nacionalidade

Brasileiro / Italiano


Cargo

Diretor Executivo de Comercialização e Logística desde maio de 2020


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021


Experiência em Negócios

O Sr. Chiarini foi sócio-fundador e Diretor Geral da Infra Partners Investimentos em Logística, possui mais de 20 anos de experiência em logística, atuando como Chefe de Operações, Planejamento, Desenvolvimento de Negócios e funções corporativas em diversos países. Além de fundar outras três empresas, foi Diretor de Planejamento e Desenvolvimento Logístico da Vale S.A., Diretor de Serviços Compartilhados Internacionais (com base na Suíça) da Vale International, Diretor de Eletrônicos e Bens de Consumo da TNT Logísticas e Associado Sênior no Centro de Competência de Operações da Booz & Co.


Educação

O Sr. Chiarini é Bacharel em Engenharia Química pela UFRJ e Mestre em Administração de Empresas pela COPPEAD/UFRJ. Ele participou de um programa de intercâmbio no Master of International Management (MIM) da AGSIM/Thunderbird, e participou de cursos de administração na MIT Sloan School of Management, IMD, Chicago Booth e University of Michigan Business School.

Andrea Marques de Almeida



Nascimento

13 de janeiro de 1971



Nacionalidade

Brasileira /
Portuguesa



Cargo

Diretora Executiva Financeira e de
Relacionamento com Investidores
desde maio de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021



Experiência em Negócios

A Sra. Andrea trabalhou na Vale S.A. por 25 anos com ampla experiência em Finanças Corporativas, Tesouraria Global e Gerenciamento de Risco. Foi CFO da Vale Canada em Toronto de 2015 a 2018, ocupando mais recentemente o cargo de Gerente Executiva de Tesouraria Global da Vale.



Educação

A Sra. Andrea é engenheira de produção, com MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ e MBA em administração pela USP, além de cursos de administração pela Wharton School of Finance e Sloan School of Management (MIT).

Anelise Quintão Lara



Nascimento

24 de maio de 1961



Nacionalidade

Brasileira



Cargo

Diretora Executiva de Refino e Gás
Natural desde março de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021. A Sra. Anelise se aposentou do cargo em 26 de janeiro de 2021, e sua vaga foi preenchida pelo Sr. Rodrigo Costa Lima e Silva, conforme indicado abaixo.



Experiência em Negócios

A Sra. Anelise foi nossa Diretora de Refino e Gás Natural desde março de 2019. Ela ingressou na Petrobras em 1986 e ocupou diversos cargos desde então, incluindo o de Gerente Executiva de Aquisições e Desinvestimentos entre abril de 2016 e março de 2019. Antes disso, a Sra. Anelise foi diretora adjunta da equipe de projeto do Consórcio de Libra, regida pelo primeiro contrato de partilha de produção no Brasil. Ela gerenciou diversas atividades relacionadas à exploração e produção, incluindo tecnologia de reservatórios, engenharia de reservatórios, estudos de subsuperfície e projetos de desenvolvimento de produção para campos em águas profundas. Além disso, a Sra. Anelise atuou como membro do conselho internacional da SPE de 2014 a 2017, e como Presidente do Conselho do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) desde 2019.



Educação

Sra. Anelise é bacharel em engenharia química e fez mestrado em engenharia de petróleo pela Universidade Federal de Ouro Preto, em Minas Gerais, Brasil, além do doutorado em Ciências da Terra pela Université Pierre et Marie Curie (Paris 6), França. Ela também concluiu o programa de "MBA Executivo de Alta Administração" na Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração COPPEAD.

Carlos Alberto Pereira de Oliveira



Nascimento

11 de setembro de 1957



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Diretor Executivo de Exploração e Produção desde março de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021



Experiência em Negócios

O Sr. Carlos Alberto ingressou na Petrobras em 1981, tornando-se especialista em engenharia de petróleo. Desde 1999, ocupou vários cargos executivos vinculados à alta administração das empresas de nosso grupo, incluindo Gerente Executivo da E&P Corporative de 1999 a 2003, Diretor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás da Petrobras Energia S.A. de 2003 a 2008, Gerente Executivo de Suporte Técnico para Assuntos Internacionais de 2008 a 2012, Gerente Executivo de Programas de Gestão de Investimento E&P em Plataformas de Perfuração e Unidades de Produção Estacionárias de 2012 a 2013, Gerente Executivo de Projetos de Desenvolvimento de Produção em 2013, Gerente Executivo de Estratégia em 2016 e Gerente Geral de E&P Integrated Asset Management de 2016 a janeiro de 2019. Além disso, é membro do Conselho do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) desde 2019.



Educação

O Sr. Carlos Alberto é formado em Engenharia Mecânica pelo Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro (IME) e em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Ele é Mestre em Finanças e investimentos pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e concluiu o curso de Finanças e Contabilidade de Petróleo pela Universidade do Texas, nos Estados Unidos.

Marcelo Barbosa de Castro Zenkner



Nascimento

9 de agosto de 1971



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde setembro de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021



Experiência em Negócios

O Sr. Zenkner atuou como promotor público, membro do Ministério Público do Estado do Espírito Santo de 1997 a janeiro de 2019, onde exerceu diversas funções no combate à corrupção e ao crime organizado. De janeiro de 2015 a março de 2016, ocupou o cargo de Secretário de Estado do Controle e Transparência do Estado do Espírito Santo, primeiro estado do Brasil a criar estrutura administrativa e a aplicar sanções administrativas com base na legislação societária anticorrupção. De fevereiro de 2019 a agosto de 2019, ocupou o cargo de Consultor da Presidência e membro do Comitê de Medidas Disciplinares da Petrobras, órgão interno de nosso sistema de integridade vinculado diretamente ao nosso Conselho de Administração.



Educação

O Sr. Zenkner é Bacharel em Direito pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), com especialização em Direito Processual Civil pela Universidade Católica de Petrópolis (UCP). É também Mestre em Direitos e Garantias Constitucionais Fundamentais pela Faculdade de Direito de Vitória (FDV) e PhD em Direito Público pela Universidade Nova de Lisboa (FDUNL).

Nicolas Simone



Nascimento

31 de janeiro de 1977



Nacionalidade

Uruguaio



Cargo

Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação desde outubro de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021



Experiência em Negócios

O Sr. Nicolas ocupou posições de liderança em grandes empresas como Itaú-Unibanco, Lojas Renner, ABInBev e Grupo Boticário, com forte expertise empresarial nos segmentos de indústria, bens de consumo, varejo e mercado financeiro. Ao longo de sua carreira, publicou diversos artigos, deu palestras e entrevistas sobre a jornada da Transformação Digital, Inovação, Criação de Ecossistemas e como transformar a TI tradicional em uma TI que agrega valor. Seu trabalho foi reconhecido por meio de diversos prêmios: Prêmio CIO Executive na Categoria Bens de Consumo; Prêmio CIO Executive na Categoria Varejo e em 2017 publicou um trabalho que foi um estudo global sobre como transformar as funções de CIO e TI em entidades de valor agregado que fortalecem a colaboração empresarial.



Educação

O Sr. Nicolas é graduado em engenharia de software e sistemas pela O.R.T University - Uruguai, com ampla experiência e conhecimento internacional em tecnologia da informação, transformação digital, segurança cibernética, IA, omnicanal, CRM, inovação, vendas, logística, reengenharia de processos, grandes projetos, centro de serviços compartilhados (SSC) e indústria 4.0.

Roberto Furian Ardenghy



Nascimento

26 de novembro de 1961



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Diretor Executivo de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade desde maio de 2019



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Março de 2021



Experiência em Negócios

O Sr. Ardenghy tem uma carreira diplomática com uma longa experiência em negócios de Energia e Petróleo e Gás. Ele ocupou vários cargos de destaque no Governo Federal Brasileiro em Brasília e nas embaixadas e consulados brasileiros fora do Brasil, incluindo Washington, Buenos Aires, Houston e Nova York. De 2002 a 2007, atuou como Chefe de Gabinete, Presidente do Comitê de Ética e Chefe do Departamento de Downstream da ANP. De 2007 a 2011, atuou como Gerente de Relações Corporativas da BG E&P Brasil. Foi membro do Comitê de Upstream do Instituto Brasileiro de Petróleo e Diretor da Câmara Americana de Comércio do Rio de Janeiro - AmCham Rio. Foi também Presidente Honorário da Câmara de Comércio Brasil-Texas (BRATECC).



Educação

O Sr. Ardenghy é formado em Direito pela Universidade Federal de Santa Maria e Mestre em Relações Internacionais e Diplomacia pela Academia Diplomática do Instituto Rio Branco. Ele também obteve um MBA Executivo em Economia de Petróleo e Gás pela COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Rodrigo Costa Lima e Silva



Nascimento
17 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
Março de 2021



Experiência em Negócios
O Sr. Rodrigo é nosso Diretor de Refino e Gás Natural desde janeiro de 2021. Ele ingressou na Petrobras em 2005, tendo ocupado diversos cargos desde então, incluindo o de Gerente Executivo de Gás e Energia entre junho de 2019 e janeiro de 2021. Antes disso, Silva foi o Gerente Executivo de Estratégia. Ele também gerenciou atividades relacionadas à exploração e produção. Além disso, o Sr. Rodrigo foi presidente do Conselho de Administração de algumas subsidiárias da Petrobras.



Educação
O Sr. Rodrigo é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Católica de Salvador. Ele também possui mestrado em Administração de Empresas pelo IBMEC, além de MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas.

* O Sr. Rodrigo Costa Lima e Silva tomou posse em 27 de janeiro de 2021, substituindo a Sra. Anelise Quintão Lara quando ela se aposentou em 26 de janeiro de 2021.

Rudimar Andreis Lorenzatto



Nascimento
6 de janeiro de 1965



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo de Desenvolvimento de Produção desde março de 2019



Relações Familiares
Não há



Prazo do mandato atual expira em
Março de 2021



Experiência em Negócios
O Sr. Rudimar ingressou na Petrobras em 1987 e desde 1995 ocupou cargos de gestão em diversas áreas como Poços Offshore, Operações de Produção e Sistemas Submarinos. Entre 2013 e 2019, ele foi Gerente Executivo de Construção de Poços Offshore e Sistemas Submarinos.



Educação
O Sr. Rudimar formou-se em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Santa Maria (RS) em 1987. Ele concluiu uma especialização em Engenharia de Petróleo pela Petrobras Corporate University em 1989. Possui MBAs pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e pela Columbia University (EUA), além do Programa de Gestão Avançada pelo INSEAD (França). Entre 2012 e 2013, também atuou como professor de Desenvolvimento da Produção no programa de pós-graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Informações adicionais sobre nosso Conselho de Administração e 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 nomeação, Lei nº 13.303/16 e Decreto nº 8.945/16. Assim, para ser eleito, cada um de nossos diretores executivos e cada membro de 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; e
- ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente em negócios ou em área afim, conforme especificado em nossa política de nomeações.

Remuneração

De acordo com 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 de assessoramento ao nosso Conselho de Administração. Caso os acionistas não distribuam a remuneração individualmente, nosso Conselho de Administração está autorizado a fazê-lo.

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o valor total da remuneração que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria Executiva foi de US\$2,8 milhões. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos nove diretores executivos e 11 membros do Conselho de Administração.

Para mais informações sobre os valores reservados ou provisionados por nós para fornecer pensão, aposentadoria ou benefícios semelhantes, consulte “- Empregados - Benefícios” nesta seção.

	Em 31 de dezembro de 2020		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9,00	10,00	5,00
Número médio de membros remunerados no período	9,00	4,42	5,00
Valor da remuneração máxima (US\$)	573.975,58	34.122,07	34.129,90
Valor da remuneração mínima (US\$)	425.001,35	34.122,07	34.129,90
Valor médio de remuneração (US\$)	534.455,53	34.543,84	33.802,29

Para mais informações sobre a remuneração de nossos empregados e diretores, consulte as Notas 19 e 39.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, os membros de nossa Diretoria Executiva recebem benefícios adicionais, como assistência médica, complementação da previdência social e auxílio-moradia.

Os membros do Conselho de Administração fazem jus a benefícios previdenciários complementares. Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva podem ter direito legal à quarentena ao término do mandato, cujas regras e exceções estão previstas na legislação brasileira. Nenhum dos Conselheiros está vinculado à Petrobras ou a qualquer uma de suas subsidiárias na prestação de benefícios mediante rescisão do contrato de trabalho. Temos um Comitê de Pessoas 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 2020, os membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
Ações ordinárias	23.208	9.100	1.800
Ações preferenciais	383.361	32.083	1.700

Conseqüentemente, individualmente e como um grupo, nossos Conselheiros de Administração, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham menos de um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações detidas por nossos Conselheiros de Administração, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações do mesmo tipo e classe que são detidas por nossos outros acionistas. Nenhum de nossos Conselheiros de Administração, 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 de Administração, Diretores ou empregados.

Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração possui um total de seis comitês estatutários de assessoramento:

- **Comitê de Investimentos:** responsável por assessorar o Conselho de Administração sobre plano de negócios e outras questões estratégicas, incluindo políticas financeiras, bem como, monitorar sua execução. Esse comitê também é responsável por assessorar nosso Conselho de Administração com relação a riscos e estratégias relacionadas a oportunidades de negócios, investimentos e desinvestimentos.
- **Comitê de Auditoria:** para mais informações sobre nosso comitê de auditoria, consulte “Comitê de Auditoria” nesta seção.
- **Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde:** responsável por assessorar o Conselho de Administração nas políticas e diretrizes relacionadas à gestão estratégica de SMS, mudanças climáticas, transição para economia de baixo carbono, responsabilidade social, entre outros assuntos. Esse comitê monitora também indicadores de SMS e de pesquisas de imagem e reputação, sugerindo ações quando necessário.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por auxiliar o Conselho de Administração em todos os aspectos relacionados à gestão de recursos humanos da Alta Administração, incluindo, mas não se limitando a: remuneração (fixa e variável), progressão na carreira, nomeações e políticas de sucessão, bem como seleção e processos de elegibilidade. O Comitê também supervisiona a implementação dos critérios de integridade e conformidade e aconselha o Conselho de Administração com relação ao atendimento à conformidade legal e às políticas da Companhia relativas às nomeações ao Conselho de Administração, ao Conselho Fiscal e à Diretoria Executiva, bem como de membros externos dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração. O Comitê de Pessoas atua em conformidade com a Lei nº 13.303/12 e o Decreto nº 8.945/16, auxiliando os acionistas na indicação de membros para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal. O Comitê de Pessoas também atua como última instância recursal de procedimentos disciplinares.
- **Comitê de Minoritários:** responsável por assessorar o Conselho de Administração em transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias e fundações e empresas estatais federais, incluindo o acompanhamento da revisão do Contrato de Cessão Onerosa. O comitê de minoritários também aconselha os acionistas emitindo pareceres sobre determinados assuntos de competência da Assembleia Geral, nos termos do art. 30, §4º de nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado:** criado para atender aos requisitos da Lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade das sociedades controladas compartilharem os custos e as estruturas de suas respectivas controladoras. É responsável por ser o comitê de auditoria das sociedades do Conglomerado Petrobras que não possuem comitê de auditoria local.

SUMÁRIO DA COMPOSIÇÃO DOS COMITÊS DE ASSESSORAMENTO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Membros	Comitês					
	Investimentos	Auditoria	Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Pessoas	Minoritários	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Durval José Soledade Santos						●
Edson Chil Nobre	●					
Evely Forjaz Loureiro			●			
Francisco Vidal Luna						●
João Cox Neto	●					
Leonardo Pietro Antonelli ⁽¹⁾				●	●	
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho ⁽²⁾					●	●
Nivio Ziviani	●					
Omar Carneiro da Cunha Sobrinho	●	●				
Paulo Cesar de Souza e Silva		●	●			
Rodrigo de Mesquita Pereira		●	●		●	
Rosangela Buzanelli Torres			●			
Ruy Flaks Schneider				●		●
Sergio Luiz de Toledo Piza				●		
Tales José Bertozzo Bronzato				●		

(1) O Conselheiro Leonardo Pietro Antonelli passou a integrar o Comitê de Pessoas em 1 de Dezembro de 2020.

(2) O Conselheiro Marcelo Mesquita de Siqueira Filho foi membro do Comitê de Pessoas até 30 de Novembro de 2020.

● PRESIDENTE

● MEMBROS EXTERNOS

● MEMBROS

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) é um comitê consultivo do Conselho de Administração e fornece assessoramento em questões envolvendo contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e conformidade. O CAE também recomenda a nomeação dos auditores independentes para o Conselho de Administração e avalia a eficácia dos controles internos e de conformidade legal. De acordo com a Lei nº 13.303/2016 e o Decreto nº 8.945/2016, o CAE deve ter um mínimo de três e máximo de cinco membros, que devem ser independentes de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e Instrução CVM nº 509/2011, sendo necessário que ao menos um deles possua reconhecida experiência em contabilidade societária. Além disso, a Instrução CVM nº 509/2011 exige que pelo menos um membro seja oriundo do Conselho de Administração, embora permita a indicação de outros membros que não o sejam, desde que esses outros membros atendam aos requisitos de independência da CVM. Em 30 de novembro de 2020, os acionistas aprovaram uma alteração no estatuto social, exigindo que o CAE seja composto por membros do Conselho de Administração e membros externos. Em 24 de março de 2021, nosso Conselho de Administração indicou o Sr. Valdir Augusto de Assunção como membro externo de nosso comitê de auditoria.

Devido à sua composição, o CAE 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 independente do Conselho de Administração, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum diretor executivo ser membro do órgão, e (iv) 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, 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 CAE cumpre esses requisitos e contamos com a isenção fornecida pela Regra 10A-3(c)(3) nos termos da Exchange Act.

O Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva é o especialista financeiro do CAE. O CAE é atualmente composto por três membros (todos independentes, de acordo com os requisitos de independência da CVM e a Regra 10A-3 da Exchange Act) e é responsável por, entre outros assuntos:

- 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 experiência;

- 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 gerenciamento 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 possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, consulte “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual.

Acerca do relacionamento do nosso comitê de auditoria com nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, o Conselho de Administração é responsável por deliberar, entre outros assuntos, a nomeação e destituição de auditores e proibir nosso auditor independente de prestar serviços de consultoria para a Petrobras durante o período do contrato de auditoria. Nosso comitê de auditoria tem autoridade para recomendar políticas e procedimentos de pré-aprovação para a contratação de serviços de nossos auditores independentes. Nossos executivos são obrigados a obter a aprovação prévia do comitê de auditoria antes de contratar auditores independentes para nos fornecer, ou a qualquer uma de nossas subsidiárias consolidadas, qualquer auditoria ou serviços que não sejam de auditoria permitidos. Nosso comitê de auditoria pré-aprovou uma lista detalhada de serviços de auditoria, até certos limites especificados. A lista de serviços pré-aprovada é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estão incluídos na lista ou que excedem os limites especificados, devem ser diretamente aprovados por nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria monitora o desempenho dos serviços prestados por nossos auditores independentes e analisa e monitora a independência e a objetividade de nosso auditor externo.



Honorários e Serviços do Auditor Externo

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados de nós por nossos auditores independentes KPMG durante os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 2019:

(US\$ MILHÕES)	2020	2019
Honorários de auditoria ⁽¹⁾	8,7	10,1
Honorários relacionados à auditoria ⁽²⁾	1,6	1,0
Tributos ⁽³⁾	0,4	0,3
TAXAS TOTAIS	10,7	11,4

- (1) Os honorários de auditoria incluem os honorários cobrados em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas (IFRS e BR GAAP), revisões intermediárias (IFRS e BR GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS e BR GAAP, entre outros), cartas de conforto, consentimentos 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 revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são relatados em "honorários de auditoria".
- (3) Os honorários fiscais são taxas cobradas por serviços relacionados a análises de conformidade fiscal conduzidas em conexão com os procedimentos de auditoria em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Informações Adicionais sobre Membros de nosso Comitê de Auditoria

Com base na isenção da Regra 10A-3(b)(1)(iv)(E), dois membros de nosso comitê de auditoria, o Sr. Omar Carneiro da Cunha Sobrinho e o Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva, foram designados pelo governo federal brasileiro, que é nosso acionista controlador. Em nossa avaliação, o Sr. Omar Carneiro da Cunha Sobrinho e o Sr. Paulo Cesar de Souza e Silva atuam de forma independente no desempenho das responsabilidades que possuem como membros de um Comitê de Auditoria, conforme definido na Regra 10A-3 da Exchange Act e de acordo com as Regras da CVM.

O Sr. Rodrigo de Mesquita Pereira também é membro de nosso comitê de auditoria, ele foi indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. O Sr. Rodrigo de Mesquita Pereira é independente, conforme definido na Regra 10A-3 da Exchange Act e de acordo com as Regras da CVM.

Para desenvolvimentos recentes relacionados a possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, consulte “Desenvolvimentos Recentes” neste relatório anual.

Empregados

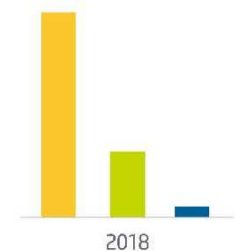
Nossa força de trabalho é nosso ativo mais importante. Nossa gestão de pessoas é baseada na meritocracia, inclusão, diversidade, diálogo e respeito aos nossos empregados.

Perfil dos nossos empregados

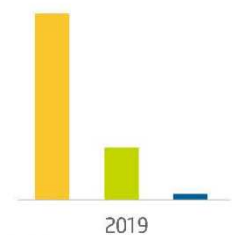
Total de Empregados na Petrobras



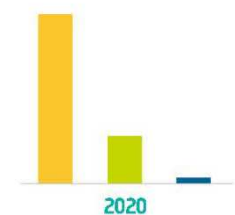
47.556 13.935 1.870



46.416 10.691 876



41.485 6.789 776



- Petrobras (não inclui participações societárias)
- Participações Societárias (Controladas) no Brasil
- Participações Societárias (Controladas) no exterior



Total de Empregados na Petrobras
(não inclui participações societárias)

41.485

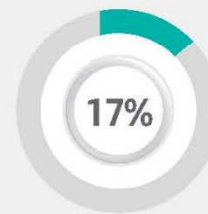
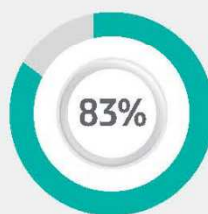
Área de Negócios	2020	2019	2018
Exploração e Produção	14.637	17.971	17.910
Refino, Transporte e Comercialização	9.385	9.404	9.440
Gás e Energia	1.665	1.783	1.688
Outros	15.798	17.258	18.518
Total	41.485	46.416	47.556



34.581
HOMENS



6.904
MULHERES



FUNÇÃO CORPORATIVA

Gerente	10%	Gerente	12%
Supervisor	5%	Supervisor	3%
Especialista	3%	Especialista	2%
Outra	82%	Outra	83%

	Em 31 de dezembro,		
	2020	2019	2018
Nossos empregados por região (não incluindo participações societárias)			
Sudeste do Brasil	34.047	36.077	35.699
Nordeste do Brasil	4.910	7.400	8.608
Outros locais	2.528	2.939	3.249
Total	41.485	46.416	47.556
Empregados de nossas participações societárias (controladas) por região			
Sudeste do Brasil	5.216	5.697	7.830
Nordeste do Brasil	856	2.328	2.793
Outros locais no Brasil	717	2.666	3.312
No exterior	776	876	1.870
Total	7.565	11.567	15.805
TOTAL	49.050	57.983	63.361

Atraímos e retemos empregados talentosos oferecendo, benefícios e participação em programa de remuneração variável competitivos; além da possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional baseado no desempenho e meritocracia além da remuneração mensal.

A tabela a seguir apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US\$ milhões		
	2020	2019	2018
Salários	3.037,5	4.184,9	4.355,2
Treinamento de empregados	6,0	48,9	55,1
Distribuições de participação nos lucros	6,0	43,0	442,0
Programa de remuneração variável	439	643	265

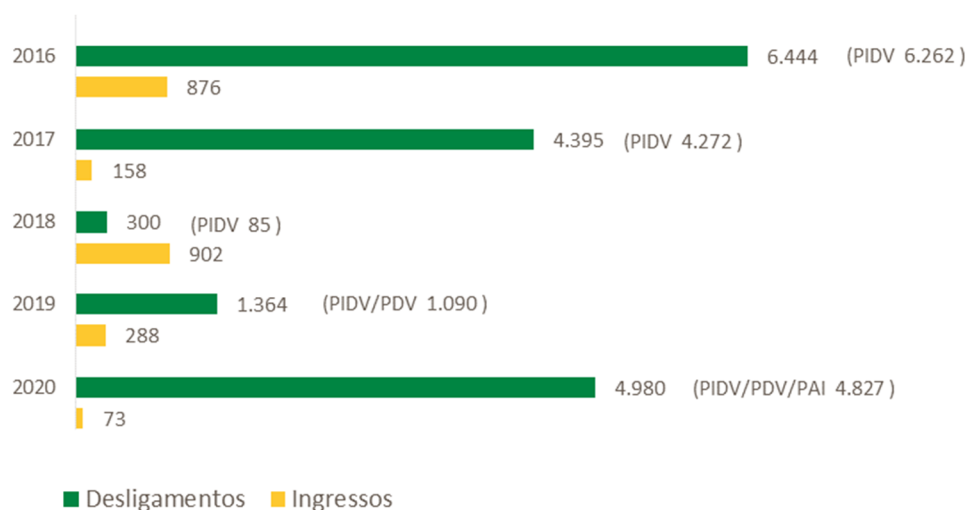
Para mais informações sobre distribuição de participação nos lucros e programa de remuneração variável, consulte respectivamente “Relações Trabalhistas” e “Remuneração Variável dos Empregados” neste relatório anual.

Força de Trabalho

De acordo com nosso Plano Estratégico, temos desenvolvido uma gestão ativa de portfólio e com foco na rentabilidade de nossas operações. Para tanto, buscamos aprimorar nossa força de trabalho às necessidades do negócio, que considera:

- nossa estratégia e perspectivas futuras considerando parcerias, desinvestimentos, vendas de ativos, expansão de atividades, etc;
- métricas de planejamento de força de trabalho e tendências futuras de trabalho;
- ações de gestão do conhecimento entre os empregados;
- desempenho dos empregados e nosso interesse em reter empregados; e
- custo de desligamentos.

NOSSA ROTATIVIDADE (NÃO INCLUINDO PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS)



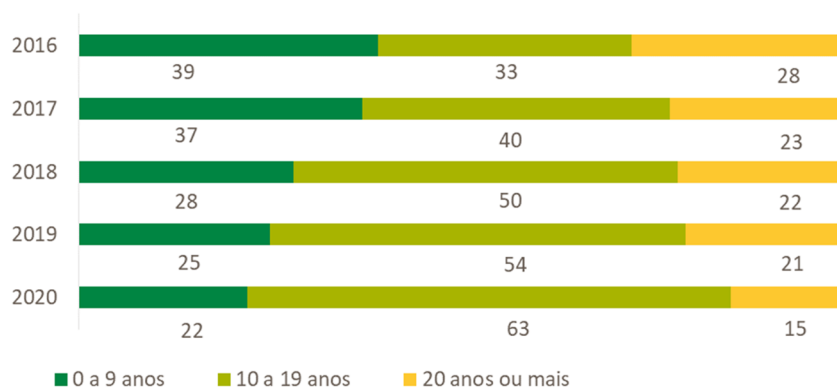
Uma das ferramentas para a adequação da força de trabalho é a identificação de nossas necessidades e a alocação eficiente de nossos recursos humanos para melhor alinhar o perfil de nossos profissionais às oportunidades disponíveis em nossa empresa. Temos um programa interno de movimentação de pessoal denominado “Mobiliza”. Adotamos duas outras ferramentas importantes para o ajuste do quadro de empregados: o Programa de Desligamento Voluntário (“PDV”), antigo Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (“PIDV”); e o Programa de Incentivo à Aposentadoria (“PAI”). Em caso de crescimento do negócio ou necessidade de competências específicas, novos programas de contratação podem ser lançados por meio de processos seletivos públicos.

Em 2019, lançamos um PDV voltado para empregados aposentados e outros dois programas: um programa voltado para empregados de determinadas áreas em processo de desinvestimento e o segundo programa voltado para empregados de áreas administrativas. Até 31 de dezembro de 2019, 3.294 empregados se inscreveram nesses três programas. Em relação aos desligamentos ocorridos em 2019, 995 empregados saíram nos três PDVs lançados em 2019, 12 saíram do PIDV lançado em 2014 e 83 saíram do PIDV lançado em 2016, totalizando 1.090 empregados.

Em 2020, lançamos um programa específico (“PAI”) voltado para empregados que, apesar de atenderem às condições legais para aposentadoria, não necessitam do benefício por motivos pessoais. Considerando esses quatro programas, três PDVs desde 2019 e o PAI, lançado em 2020, tivemos 10.567 empregados inscritos durante 2019 e 2020 até 31 de dezembro de 2020. Em relação aos desligamentos em 2020, 4.638 empregados desligaram-se pelos PDVs, 177 empregados desligaram-se pelo PAI, nove desligaram-se pelo PIDV lançado em 2016 e três desligaram-se pelo PIDV lançado em 2014, totalizando 4.827 empregados.

O total de empregados que deixaram nossa empresa, entre 2014 e 2020, por motivo de PIDV, PDV ou PAI é de 22.417. A indenização total paga como resultado desses programas foi de US\$1 bilhão, totalizando um retorno financeiro de US\$7 bilhões em custos economizados, entre 2014 e 2020.

TEMPO NA PETROBRAS (NÃO INCLUINDO PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS)^(%)



Também contratamos empregados em diversos processos seletivos. Para determinar o número de novos empregados, consideramos tanto nossa demanda de negócios quanto nossas vagas atuais.

Como o número de desligamentos superou o número de nossos novos empregados nos últimos anos, a faixa de distribuição dos nossos empregados por tempo de empresa, bem como a pirâmide etária, sofreu alterações significativas. Isso criou uma distribuição mais equilibrada do perfil profissional por antiguidade. Nosso perfil atual de força de trabalho é adequado ao nosso crescimento em termos de gestão do conhecimento e do talento, o que garante vantagem competitiva e valor ao nosso negócio.

Relações Sindicais

Valorizamos a transparência no relacionamento com todas as nossas partes interessadas, incluindo os sindicatos. Mantemos relações com 17 sindicatos e uma federação (ou seja, uma entidade sindical de alto nível) da categoria petroleira, bem como oito sindicatos e uma federação de trabalhadores marítimos. 43% dos nossos empregados são sindicalizados e 92% dos nossos empregados são abrangidos por acordos de negociação coletiva. Esses acordos incluem cláusulas econômicas e sociais relativas ao trabalho, condições de segurança, benefícios, entre outros, e são válidos por dois anos nos termos do acordo coletivo em vigor.

Em fevereiro de 2020, os sindicatos da categoria petroleira lançaram uma greve que durou 21 dias. A greve foi contra a hibernação da ANSA, uma de nossas participações societárias (controladas), não tendo relação com o Acordo Coletivo de Trabalho 2019-2020. O Tribunal Superior do Trabalho decretou a greve dos petroleiros abusiva e ilegal. Apesar do número de dias, não houve impacto na produção.

Em junho, iniciamos as negociações do Acordo Coletivo de Trabalho 2020-2022 ("ACT 2020-2022") com todos os sindicatos da categoria petroleira. A negociação foi concluída em outubro com a assinatura do Acordo Coletivo de Trabalho por todos os sindicatos. O ACT 2020-2022 tem validade de dois anos e assegurou o aumento de 2,94% no vale-refeição em setembro de 2020, o reajuste automático dos salários e benefícios pelo INPC em setembro de 2021, bem como a garantia de não dispensa durante sua vigência. Em outubro de 2020, iniciamos as negociações do ACT 2020-2022 com os sindicatos marítimos.

Concluída a negociação do Acordo Coletivo de Trabalho, iniciamos as negociações do Acordo de Regramento da Participação nos Lucros e Resultados para os anos de 2021 e 2022, as quais foram finalizadas em dezembro de 2020.

Este ano, também oferecemos aos empregados que possuem diploma de ensino superior e recebem um salário mensal de US\$2.366,68 ou mais a opção de negociar suas condições de trabalho por meio de Acordos Individuais de Trabalho. Atualmente, 8% de nossos empregados possuem Acordos Individuais de Trabalho ativos.

Benefícios

Remuneração Variável de Empregados

Em 2019, nosso Conselho de Administração aprovou o Programa de Prêmio por Performance (“PPP”), um novo modelo de remuneração variável para todos os nossos empregados. Alinhado ao Plano Estratégico 2020-2024, o PPP tem como objetivo valorizar a meritocracia e dar agilidade a um cenário em que buscamos mais eficiência e alinhamento com as melhores práticas de gestão. O PPP foi ativado em 2019 em função do cumprimento do pré-requisito mínimo de apresentar lucro líquido acima de US\$2,5 bilhões (R\$10 bilhões) ao final do exercício de 2019. Como resultado, durante o ano de 2020, foram pagos aproximadamente US\$397 milhões entre o adiantamento no primeiro trimestre e a liquidação no último trimestre.

A liquidação do pagamento da PPP de 2019 estava originalmente programado para ocorrer em maio de 2020, mas foi adiado devido às medidas de resiliência adotadas em face da pandemia de Covid-19. Em vez disso, os pagamentos finais aos empregados ocorreram em novembro de 2020 e os pagamentos finais aos membros da Diretoria Executiva ocorreram em dezembro de 2020, após o pagamento dos dividendos aos acionistas.

A remuneração global dos administradores (Conselho de Administração e Diretoria Executiva) é aprovada anualmente em Assembleia Geral, nos termos do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15/12/1976). O Comitê de Pessoas (“COPE”) está vinculado ao nosso Conselho de Administração e é composto por conselheiros e / ou pessoas do mercado com notável experiência e capacidade técnica. Dentre suas atribuições, o COPE avalia e propõe ao Conselho de Administração políticas e mecanismos de remuneração dos membros de nossa alta administração, em conformidade com nossas estratégias e referências de mercado. Cabe ao Conselho de Administração aprovar as propostas apresentadas pelo COPE. A remuneração dos membros da Diretoria Executiva é pautada pela consideração dos resultados econômico-financeiros, bem como pelo desejo de reconhecer o esforço dos administradores e seu alinhamento com nossas estratégias e objetivos de curto, médio e longo prazo. A remuneração dos membros do Conselho de Administração corresponde a 10% do valor médio dos honorários mensais recebidos por esses membros. Não há diferenças entre os planos de benefícios e as taxas de contribuição do mais alto órgão de governança, executivos seniores e todos os demais empregados.

No cálculo da remuneração variável, os scorecards das unidades organizacionais foram considerados como insumos para a avaliação dos membros da Diretoria, gerentes executivos e demais membros de nossa estrutura corporativa. Esses scorecards relataram os seguintes itens: (i) resultados de Dívida Líquida / Ebitda Ajustado, que mediram nossa alavancagem, e os resultados da Roce, que mediram nosso retorno sobre o capital empregado; (ii) métricas específicas pelas quais as unidades organizacionais eram responsáveis (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que abrangem fatores econômicos, ambientais e sociais); e (iii) avaliações discricionárias feitas pelo superior imediato de acordo com o perfil e desempenho do empregado. Ao longo de 2019, foram monitorados os resultados e as projeções das principais métricas, indicadores específicos e iniciativas estratégicas, permitindo avaliar o desempenho das unidades organizacionais no final do ano, que por sua vez serviram de subsídio para a avaliação do desempenho pessoal.

Para o cálculo do nosso PPP para o exercício de 2020, foram feitos ajustes em relação ao PPP 2019, tanto nas métricas que servem de pré-requisito para sua ativação, quanto nos grupos de nossos principais indicadores de desempenho. Esses ajustes foram feitos visando um alinhamento com o Plano Estratégico 2020-2024.

O pré-requisito para a ativação do PPP 2020 em relação aos membros da Diretoria Executiva é obter lucro líquido positivo no exercício de 2020. Já para os empregados é obter lucro líquido, excluídas as perdas ou reversões por *impairment* e variação cambial no exercício de 2020.

Além disso, os scorecards das unidades organizacionais continuam a ser considerados como insumos para a avaliação dos membros da Diretoria, gerentes executivos e demais membros de nossa estrutura corporativa, relatados pelos seguintes itens: (i) os resultados das principais métricas Dívida Bruta (corresponde ao saldo devedor total das dívidas contratadas), Delta EVA (Economic Value Added - mede o lucro econômico em um determinado período menos o custo de capital investido de seu lucro operacional), IGEE (Monitora o desempenho da Petrobras em relação à emissão direta de gases de efeito estufa na atmosfera) e VAZO (volume total de óleo vazado em ocorrências com volume acima de um barril e que atingiram corpos d'água ou solo não impermeabilizado); (ii) as pontuações das métricas específicas dos scorecards das unidades organizacionais sob sua responsabilidade (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que contemplam fatores econômicos, ambientais e sociais); e (iii) avaliação discricionária do superior imediato de acordo com o perfil e desempenho do empregado. Ao longo de 2020, foram monitorados os resultados e as projeções das principais métricas destes indicadores específicos e iniciativas estratégicas, permitindo avaliar o desempenho das unidades organizacionais até ao final do ano, que servem de referência para a avaliação do desempenho individual.

O valor estimado do desembolso dependerá de vários fatores, como o desempenho individual do empregado e nossas métricas de desempenho.

O acordo do Programa de Participação nos Lucros ("PLR") foi firmado para os exercícios sociais de 2019 e 2020 apenas para marítimos. Em dezembro de 2020, o PLR 2019 foi pago aos marítimos após o pagamento dos dividendos aos acionistas.

Ainda em dezembro de 2020, o acordo estabeleceu a regulamentação do PLR para o período de 2021-2022. O público-alvo do PLR são os empregados que não ocupam funções de liderança e de especialistas (ou seja, não inclui indivíduos que ocupam cargos como gerentes, especialistas e supervisores).

Para que ocorra o pagamento do PLR, devem ser atendidas as seguintes condições:

- Aprovação da distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Anual;
- Cálculo do Lucro Líquido do ano de referência; e
- Cumprimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores de metas estabelecidas pelo Conselho de Administração no contrato de PLR.

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. Ou seja, oferecemos planos de previdência complementar, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas participações societárias (controladas) 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”), plano de contribuição variável, aberto e em vigor desde 2007, e administrado pela Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros.

Em abril de 2018, o PPSP foi dividido em dois planos: (i) um formado por empregados e pensionistas, que aderiram às novas regras do plano em 2006, 2007 e 2012 (“PPSP-Repactuados”) e (ii) um para os empregados que não aderiram (“PPSP-Não Repactuados”). Em dezembro de 2019, mais uma vez, os planos PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados foram desdobrados em dois novos planos cada: (i) um para empregados e pensionistas que ingressaram no plano antes de 1970 e (ii) um para empregados e pensionistas que ingressaram no plano após 1970. Assim, além do Petros 2, existem atualmente quatro planos de benefícios definidos. Juntos, esses planos cobrem 14,6% dos nossos empregados. Considerando ainda o Petros 2, 96,1% de nossa força de trabalho está vinculada a planos de previdência.

A fim de oferecer uma opção de plano de previdência separado dos planos de benefício definido pós-70, nós, em conjunto com a Petros, estruturamos um novo plano de contribuição definida, denominado Plano Petros-3 (“PP3”), que estará aberto à migração voluntária de participantes e beneficiários do PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados.

O plano de pensão PP3 é um plano de contribuição definida para o qual o empregador e o empregado fazem contribuições regulares. Contas individuais são atribuídas aos participantes e os benefícios são baseados no saldo dessas contas e nos critérios biométricos (como longevidade ou invalidez) e variações de rentabilidade de investimentos ao longo do tempo.

Em janeiro de 2021, o Conselho de Administração recebeu a aprovação do plano PP3 da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (“PREVIC”), a Agência Nacional de Previdência Complementar e da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (“SEST”), a Agência Reguladora das Empresas Estatais Brasileiras.

A Petros dará continuidade à oferta do novo plano de migração e, após esta fase, sua viabilidade deverá ser confirmada. Se viável, a Petros poderá operar o novo plano, com implantação prevista a partir do segundo semestre de 2021.



Equacionamento dos Planos Petros

O principal objetivo de nossos planos de pensão é complementar os benefícios da previdência social de nossos empregados aposentados. Dessa forma, nossos empregados fazem contribuições mensais obrigatórias como participantes de nossos planos, e nós, paritariamente, fazemos o mesmo como patrocinadores.

Desde 2002, último ano em que novos participantes puderam aderir ao plano, a Petros passou a observar déficits no PPSP. Como resultado, em 2017, o PPSP passou por um plano de equacionamento devido a um déficit total de US\$8,0 bilhões (em dezembro de 2019). O plano de equacionamento foi baseado nas regras estabelecidas no Plano de Equacionamento do Déficit 2015 (“PED 2015”) elaborado pela Petros. Na época, o prazo remanescente desse plano de equacionamento era de 16 anos e, em março de 2018, a Petros recebeu as contribuições anteriormente em aberto relativas ao PED 2015 de todos os participantes e das Patrocinadoras. Isso inclui empregados ativos, aposentados e pensionistas, bem como nós, a BR Distribuidora e a Petros como patrocinadores, conforme exigido pela legislação brasileira.

Nós e a Petros também estamos sujeitos a processos judiciais relevantes em relação aos benefícios concedidos pelos planos Petros. Em 2019, ocorreram discussões judiciais a respeito das contribuições extraordinárias do PED 2015. Essas discussões levaram a liminares que suspenderam temporariamente as contribuições extraordinárias para alguns participantes.

Após essas discussões e resultado favorável à Petros, as contribuições para o PED 2015 foram reiniciadas e o fluxo de contribuições mensais extraordinárias foi restaurado até sua revisão por meio do Novo Plano de Equalização de Déficit (“Novo PED”).

Em março de 2020, nosso Conselho de Administração deliberou sobre o Novo PED do PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados, administrado pela Petros e em conformidade com a legislação previdenciária brasileira.

O Novo PED, aprovado em maio de 2020 pela PREVIC e SEST, entrou em vigor em junho de 2020. 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 alterações nos regulamentos dos planos PPSP-Repactuados e PPSP-Não-Repactuados, que aprovado pelo Conselho de Administração, em atendimento à nova legislação previdenciária brasileira, permitiu o refinanciamento do déficit por um novo prazo, considerando toda a longevidade dos planos. Com isso, foi possível reduzir as contribuições extraordinárias da maioria dos participantes e beneficiários e aprimorar a regulamentação dos planos, o que permitirá a revisão das contribuições regulares e mitigará a necessidade de novos PEDs no futuro.

O saldo remanescente a ser liquidado pelas contribuições extraordinárias contratadas por meio do Novo PED nos planos PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados era de US\$6,1 bilhões em 31 de dezembro de 2020, conforme registrado nos balanços dos planos Petros a valor presente. Desse total, US\$3,1 bilhões correspondem à nossa responsabilidade em estrito cumprimento do princípio da paridade contributiva previsto na Emenda Constitucional nº 20/1998 e adicionando a obrigação remanescente decorrente de um contrato de 20 anos entre nós e a Petros de US\$0,4 bilhão para cobrir nossa parcela de responsabilidade pela redução dos benefícios Pecúlio (benefício por morte de pagamento único) no contexto do Novo PED.

Os efeitos do Novo PED em nossas demonstrações financeiras foram contabilizados desde o segundo trimestre de 2020, quando da sua aprovação.

Para mais informações sobre o Novo PED, consulte a Nota 19.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, contribuições feitas e obrigações de pensão em aberto para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018:

	US\$ milhões		
	2020	2019	2018
Total de benefícios pagos - planos de pensão	1.185	1.552	2.211
Contribuições totais - planos de pensão ⁽¹⁾	513	699	538
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	10.286	14.508	10.514

(1) Contribuições de patrocinadores (exceto contribuições nos termos de compromisso financeiro para cobertura de obrigações de planos de previdência).

(2) Obrigações de planos de pensão não financiados.

Para mais informações sobre o plano Petros, consulte “Riscos - Fatores de Risco” neste relatório anual e as Notas 4.4 e 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Plano de Benefícios de Saúde e Farmácia

Mantemos plano de saúde complementar, a Assistência Multidisciplinar de Saúde (“AMS”), que oferece atendimento médico, hospitalar e odontológico a todos os empregados ativos, aposentados e seus dependentes, com a participação de nossos empregados.

Em 2018, a Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União (“CGPAR”) estabeleceu importantes direcionadores para a gestão de planos de saúde. A CGPAR estabeleceu novas diretrizes de governança e custos para benefícios de saúde autogerenciados para empresas controladas pelo governo federal brasileiro. Essas diretrizes visam a sustentabilidade e o equilíbrio financeiro-atuarial. Em janeiro de 2018, tínhamos 48 meses para ajustar nossas práticas de contribuição de AMS às novas diretrizes; no entanto, os ajustes só ocorrerão em decorrência do recente Acordo Coletivo de Trabalho 2020-2022.

Durante 2020, tivemos que absorver 70% desses custos e 30% devem ser pagos pelos associados do seguro saúde. Para 2021, o acordo firmado com nossos sindicatos de empregados estabelece que 60% dos custos serão absorvidos por nós. O mesmo acordo indica que seremos responsáveis por 50% desses custos em 2022, ficando a outra metade por conta das seguradoras de saúde.

Em 31 de dezembro de 2020, considerando que as mudanças na proporção do custeio do Plano AMS trazidas pela assinatura ACT 2020-2022 ocasionaram uma alteração no plano, a companhia reconheceu um ganho no resultado do exercício de US\$ 2.538 como custo do serviço passado, sendo parte reconhecido em custos e despesas relacionados a participantes ativos e parte reconhecido em outras despesas operacionais relacionadas a participantes assistidos.

Um atuário independente calcula nosso compromisso com relação aos 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 AMS também oferece cobertura de programas complementares, como o programa Benefício Farmácia. O programa Benefício Farmácia abrange medicamentos de uma lista pré-definida de doenças crônicas ou psiquiátricas. Ao optar pela utilização do Benefício Farmácia, o beneficiário deverá incorrer nos custos definidos no sistema de coparticipação.

Novo modelo de gestão de AMS

Em abril de 2020, nosso Conselho de Administração aprovou um novo modelo de gestão para AMS por meio da criação de uma associação sem fins lucrativos que mantém o modelo de autogestão e de provedor de saúde privado.

A mudança no modelo visa proporcionar maior segurança corporativa com tecnologia, governança e compliance, por meio de uma gestão profissional e com expertise em saúde suplementar. Isso possibilitará a melhoria da qualidade dos serviços e atendimento aos beneficiários, bem como maior transparência na sua administração, eficiência de custos e segregação de riscos. É importante ressaltar que o novo modelo de gestão não afetará os benefícios ou o escopo do plano.

Esperamos que a nova operadora comece a administrar o plano de saúde no primeiro semestre de 2021.

A tabela abaixo mostra os benefícios pagos, contribuições feitas e as obrigações pendentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018:

	US\$ milhões		
	2020	2019	2018
Benefícios totais pagos - plano de saúde ⁽¹⁾	310	442	456
Contribuições totais - plano de saúde ⁽¹⁾	308	442	321
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	5,356	11,986	12,236

(1) Inclui valores de AMS e Benefício Farmácia.

(2) Obrigações de planos de saúde não financiados.

Para mais informações sobre os benefícios de nossos empregados, consulte as Notas 4.4 e 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e “Riscos - Fatores de Risco” neste relatório anual.



Compliance e Controles Internos

Compliance

Os princípios éticos norteiam nossos negócios e nossas relações com terceiros.

Para garantir um ambiente ético aos nossos negócios, trabalhamos para promover uma cultura de integridade, incluindo a prevenção, detecção e correção de incidentes de fraude, corrupção e lavagem de dinheiro, a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de gestores e contrapartes.

Temos uma política de compliance corporativa que descreve e divulga nossos compromissos com a promoção da transparência na condução dos nossos negócios de forma ética, com tolerância zero para fraude, corrupção e lavagem de dinheiro.

Para integrar e fortalecer as iniciativas de compliance, além da nossa política de compliance, também contamos com um código de ética (“Código de Conduta Ética”), um Código de Conduta Concorrencial, um Guia de Conduta Ética para Fornecedores, uma comissão de ética e um programa de integridade denominado Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (PPPC).

Código de Conduta Ética

Criado em 2020, o novo Código de Conduta Ética é um aprimoramento do “Código de Ética” e do “Guia de Conduta”, que foram fundidos. A unificação dos documentos anteriores é uma abordagem simples, melhorando os valores da organização, os princípios e condutas que espera, promovendo elementos como confiança, transparência, responsabilidade, inovação, meritocracia e boas práticas de mercado.

Nosso Código de Conduta Ética define os princípios éticos que orientam as ações do nosso sistema e nossos compromissos de conduta, tanto corporativos quanto de nossos empregados, explicando o sentido ético da nossa missão, da nossa visão e de nosso Plano Estratégico.

O Código de Conduta Ética também se aplica aos membros do Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviços e qualquer pessoa que atue em nosso nome, incluindo nossas subsidiárias no Brasil e no estrangeiro.

Nós acreditamos que o Código de Conduta Ética está alinhado às melhores práticas de integridade corporativa e representa mais um passo no sentido de fortalecer nossa cultura de integridade. É baseado nos nossos valores como respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente, ética e transparência, superação e confiança, orientação para o mercado e resultados. Com base nesses valores, os três princípios básicos que embasam as diretrizes do Código de Conduta Ética são:

- Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente;
- Integridade, transparência e meritocracia; e
- Criação 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.

Código de Conduta Concorrencial

A revisão do Código de Conduta Concorrencial foi aprovada pelo Conselho de Administração em maio de 2020. Resume a legislação aplicável, servindo de guia geral para os nossos gestores e empregados e fornece controle de procedimentos internos para garantir o cumprimento dos princípios e regras estabelecidos. A conformidade com o Código de Conduta Concorrencial é essencial para evitar penalidades por violações antitruste, bem como para evitar práticas anticompetitivas de terceiros contra nós.

Guia de Conduta Ética para os Fornecedores

Em outubro de 2020, aprovamos o Guia de Conduta Ética para Fornecedores, que é o primeiro documento produzido pensando exclusivamente em nossos fornecedores, com orientações sobre valores e comportamentos éticos. Este Guia se aplica a todos os nossos fornecedores, no Brasil ou no exterior, que estejam envolvidos em processos negociais, bem como aqueles que celebrem contratos, acordos e termos de cooperação conosco. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reafirma nossa tolerância zero a qualquer forma de fraude e corrupção, exigindo o mesmo posicionamento da nossa cadeia de suprimentos. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores foi elaborado conforme as melhores práticas internacionais, e está alinhado às diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI), ao Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3) e ao Corporate Human Rights Benchmark (CHRB). O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça que os fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para seus empregados, combater o trabalho infantil e escravo e respeitar o meio ambiente. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores 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 evolução ao consolidar, em um único documento, os princípios e diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores. A observância deste Guia por todos os fornecedores é fundamental para atingirmos nossos objetivos de forma ética e transparente, e está alinhada aos nossos padrões ambientais, sociais e de governança (ESG).

Comissão de Ética

Nossa comissão de ética é responsável por promover a conformidade corporativa com os princípios éticos e atua como um fórum de discussão de assuntos relacionados à ética. Nossa comissão de ética também atua como consultora da nossa gestão e força de trabalho, fornecendo recomendações a respeito de temas relacionados à gestão da ética, propondo regras para incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguir as melhores práticas que reforçam a nossa abordagem de zero tolerância a atos de má conduta.

Nossa comissão de ética é composta por empregados indicados após processo seletivo interno, que consiste em entrevistas e revisão de currículos. Nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria Executiva aprovam cada nova nomeação.

Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção

O PPPC, nosso programa de integridade, é orientado por ações contínuas para prevenir, detectar e corrigir desvios éticos, incluindo fraude, corrupção e lavagem de dinheiro. O programa é direcionado aos diversos públicos de interesse, como alta direção, clientes, investidores, parceiros, poder público, empregados e prestadores de serviços terceirizados.

No desempenho das nossas atividades no Brasil e no exterior, estamos sujeitos às leis anticorrupção nacionais e internacionais. Trabalhamos para melhorar continuamente nosso programa de integridade. Ele segue as melhores práticas e leis anticorrupção, especialmente a Lei nº 12.846/13 (Lei Brasileira Anticorrupção), a lei norte-americana de combate à corrupção (FCPA) e a lei de suborno do Reino Unido (U.K. Bribery Act).

De acordo com o PPPC, realizamos Due Diligence de Integridade das nossas contrapartes, buscando avaliar os riscos de integridade inerentes às nossas relações comerciais. Comunicamos aos nossos gestores os resultados de tal due diligence em termos de risco de integridade, e nossos gestores consideram essas informações em seus processos de tomada de decisão. Em 2020, nossa equipe avaliou 3.101 contrapartes.

Além disso, realizamos Background Check de Integridade para indivíduos indicados por nós para atuar em posições-chave em nossa empresa, e em nossas subsidiárias e afiliadas. Esse procedimento visa auxiliar os gestores na tomada de decisões, considerando o grau de exposição aos riscos de integridade, e propor medidas de mitigação. Em 2020, conduzimos 6.790 avaliações de integridade para posições-chave.

Também desenvolvemos outros mecanismos de integridade. Esses mecanismos tratam de temas como: conflito de interesses; nepotismo; atos ilegais como fraude e corrupção; recebimento ou oferecimento de presentes e hospitalidades; transparência nas ações e recursos de projetos patrocinados; favorecimento em licitações, pagamento de suborno ou facilitação; pagamento de fundos a governos estrangeiros; leis anticorrupção; embargos e sanções internacionais; investigações internas; controles internos; práticas contábeis e registros de ativos e passivos; segurança da informação; sobrepreço e subpreço; e relações com autoridades públicas. Para conscientizar a força de trabalho, disseminamos diretrizes de conduta adequada e reforçamos nossos valores éticos por meio de publicações e comunicações em nossos canais internos.

Oferecemos treinamento e-learning para todos os nossos empregados, principalmente os que trabalham em atividades com maior exposição a riscos de compliance, bem como para os membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração.

Em 2020, oferecemos treinamento sobre o Código de Conduta Ética a aproximadamente 42 mil empregados, para apresentar os principais aspectos desse Código. De 31 de julho a 30 de setembro de 2020, realizamos uma campanha para que todos os empregados assinassem o termo de ciência do conteúdo do Código de Conduta Ética, e atingimos um índice de 98,5% do total de empregados que assinaram o termo de ciência.

Além disso, devido às medidas de distanciamento social para controlar a pandemia de Covid-19, reformulamos nossos cursos presenciais do programa de integridade para treinamento à distância (e-learning). Em 2020, treinamos:

- 5.472 gestores;
- 1.686 empregados que realizam atividades mais expostas a riscos de compliance, como os envolvidos em processos de compras e gestão de contratos;
- 1.103 profissionais envolvidos em atividades de negociação e gestão de portfólio; e,
- 50 profissionais, entre profissionais de compliance, auditoria interna e ouvidoria.

Em 2019, decidimos desenvolver e implementar um treinamento multilíngue voltado para as nossas contrapartes. O treinamento disponível é direcionado às contrapartes, de forma a priorizar quem nos oferece maior risco. Embora não seja obrigatório, auxilia no cumprimento das obrigações contraídas por essas contrapartes no momento de celebração de um contrato conosco. Em 2020, 710 membros de nossas contrapartes concluíram o treinamento.

Em 2020, também oferecemos treinamentos para conselheiros e diretores executivos, abrangendo, principalmente, os seguintes tópicos:

- Código de Conduta Ética;
- Lei nº 13.709/2018 - Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD);
- Nosso modelo de governança corporativa e processo decisório;
- Controles internos e transações com partes relacionadas;
- Tone at the top - Compromisso da Alta Administração com a cultura de conformidade;
- Gestão de riscos;
- Compliance;
- Desempenho de negócios;
- Lei anticorrupção; e
- Prevenção de lavagem de dinheiro e financiamento de terrorismo.

Em 2020, também promovemos as seguintes iniciativas:

Iniciativa	Descrição	Melhorias em 2020
Diálogos de Integridade Petrobras	Anualmente, há sete anos, realizamos, em dezembro, um evento em comemoração ao Dia Internacional Anticorrupção divulgado pela Organização das Nações Unidas (ONU). Em 2020, promovemos os “Diálogos de Integridade Petrobras”.	O evento foi totalmente remoto e reuniu palestrantes importantes de organismos internacionais, universidades, setor público e privado para trocar experiências e conhecimentos sobre como podemos melhorar a cultura de integridade nos negócios e na sociedade. Durante quatro dias, promovemos discussões, mesas redondas e diálogos com autoridades e especialistas em compliance. Apresentamos também nossos avanços e desafios no combate à fraude, corrupção e lavagem de dinheiro. Para abrir o evento, recebemos um Ministro do Supremo Tribunal Federal do Brasil. Também participaram: membros da alta administração (incluindo das nossas subsidiárias); gerentes executivos; gerentes gerais; autoridades e especialistas; membros do comitê de ética; membros do comitê de integridade; empregados de governança e de compliance; imprensa; acadêmicos; organizações anticorrupção; diretores de conformidade de outras empresas, incluindo empresas estatais; e público em geral.
Fortalecimento do Tone at the Top	Comunicação contínua da alta administração com a força de trabalho	A alta administração gravou vídeos direcionados à nossa força de trabalho, reforçando nosso amplo compromisso com a conformidade, fortalecendo nossa cultura ética.
Canal de Integridade	Base de conhecimento virtual, disponível na ferramenta Workplace para o nosso público interno, por meio da qual é oferecida curadoria de conteúdo especializado e conhecimento de referência em Integridade, Ética e Compliance.	Foi criado em junho de 2020, envolvendo mais de 54 mil empregados. Mais de 350 conteúdos estão disponíveis na base de conhecimento, incluindo Momentos de Integridade e Pílulas de Integridade. A base de conhecimento é organizada em Unidades de Aprendizagem, divididas em categorias: Legislação e Diretrizes Externas; Regras e regulamentos; Pesquisa Externa; Estudos de caso; Boas práticas; Artigos; Podcasts; Webinars; Livros; Sites; Filmes e séries.

Iniciativa de Parceria Contra a Corrupção (PACI)

Em 2020 nos tornamos signatários da iniciativa Partnering Against Corruption Initiative (“PACI”) do Fórum Econômico Mundial. PACI é a principal organização internacional anticorrupção, com executivos de compliance de grandes multinacionais, organizações internacionais e governos. A iniciativa atua como uma plataforma global de ação coletiva, trabalhando para que as empresas possam maximizar seu impacto coletivo no combate à corrupção por meio da troca de experiências, garantindo condições de concorrência leal e criando mercados mais saudáveis e transparentes. Fomos anteriormente membros da organização de 2005 a 2014, e nosso retorno é um reconhecimento aos nossos esforços para promover a transparência e combater a corrupção nos últimos anos.

Transações com Partes Relacionadas

Para cumprir a Lei nº 13.303/16 e o Decreto Nº. 8,945/16, nosso Conselho de Administração aprovou a revisão anual da nossa política de transações com partes relacionadas em novembro de 2020, com o objetivo de promover a transparência em nossos procedimentos e conduzir as melhores práticas de governança corporativa, e as disposições da CVM. 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 mecanismos de compensação adequada, em casos de potenciais conflitos de interesse.

Qualquer transação com partes relacionadas, na qual estejamos envolvidos e que atenda aos critérios estabelecidos em nossa política, deve ser previamente analisada por nosso Comitê de Auditoria, que deve reportar mensalmente suas conclusões ao nosso Conselho de Administração.

Nossa política prevê um rigoroso procedimento de governança para transações propostas envolvendo, direta ou indiretamente, nosso acionista controlador. Nesse sentido, sempre que houver necessidade de avaliar transações potenciais com o governo federal brasileiro, seus municípios, fundações ou empresas estatais federais, nosso Comitê Minoritário deve emitir um parecer sobre as transações propostas, desde que tais transações (i) não estejam no curso normal dos nossos negócios e (ii) estejam na alçada do nosso Conselho de Administração para aprovação. Qualquer transação deve ser aprovada por dois terços dos membros presentes na reunião do Conselho de Administração.

Para informações adicionais sobre nossas transações em aberto com partes relacionadas, consulte a Nota 39 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com nosso Conselho de Administração ou Diretores Executivos

As transações diretas com membros do nosso Conselho de Administração ou da nossa Diretoria Executiva devem seguir as condições de uma transação comercial e as práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum dos membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria Executiva ou dos membros próximos de suas famílias teve qualquer interesse direto em qualquer transação que efetuamos, que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou relevante para os nossos negócios durante o ano e que permanece, de alguma forma, pendente ou não realizada. Além disso, não celebramos qualquer transação com partes relacionadas que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições durante o ano fiscal atual ou os três imediatamente anteriores, nem qualquer transação proposta, que seja ou tenha sido relevante para o nosso negócio. Não temos empréstimos ou garantias pendentes para os membros de nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva, pessoa-chave da administração ou qualquer membro próximo de suas famílias.

Para uma descrição das ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração e membros próximos de suas famílias, consulte “Gestão e Empregados - Gestão - Informações Adicionais sobre o Nosso Conselho de Administração e Diretoria - Propriedade de Ações” neste relatório anual.

Transações com o Governo Federal Brasileiro

Participamos, e esperamos continuar a nos envolver, 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 líquido de US\$6.281 milhões, devido ao governo federal brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2020.

Em 30 de novembro de 2020, houve uma decisão final em relação ao Petróleo e Ação de Álcool impetrada em 2011. Em 31 de dezembro de 2020, este a receber totalizou US\$482 milhões. Além disso, em 2020, registramos US\$235 milhões de ganho dentro da receita (despesa) financeira líquida, incluindo indexação da inflação e juros, dos quais US\$228 milhões decorrentes da diferença entre a Taxa Referencial e o IPCA-E do saldo, que estava em disputa..

Além disso, podemos investir em valores mobiliários de emissão do governo federal brasileiro no Brasil, e também no exterior, desde que atendidas as exigências legais e regulatórias e considerando as melhores práticas de mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2020, o valor dos títulos emitidos pelo governo federal brasileiro, que foram diretamente adquiridos e detidos por nós, totalizava US\$1.632 milhões.

Para mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 39 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com as Subsidiárias da Eletrobras

Em 2019, nós e o Fundo de Investimento Apolo em Direitos Creditórios (Apolo Fundo de Investimento em Direitos Creditórios) firmamos contrato de cessão sem direito de regresso referente a todos os direitos creditórios decorrentes da confissão de dívida das distribuidoras de energia em 2014, cuja liquidação financeira ocorreu no montante de US\$2.251 milhões, com desconto de US\$128 milhões.

Em 31 de dezembro de 2020, os recebíveis do sistema elétrico isolado totalizavam US\$205 milhões.

Controles e Procedimentos

Controles e Procedimentos de Divulgação

Nós, juntamente com nosso CEO e nossa CFO, avaliamos a efetividade dos nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2020. Nosso CEO e nossa CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes para fornecer garantia razoável de que as informações que temos obrigação de divulgar nos relatórios que arquivamos ou enviamos, de acordo com a Exchange Act, foram registradas, processadas, sumarizadas e reportadas dentro dos prazos especificados nas normas aplicáveis. Eles também concluíram que tal divulgação foi compilada e comunicada à nossa administração, incluindo CEO e CFO, de forma apropriada e tempestiva.

Embora tenhamos enfrentado a pandemia de Covid-19 e, como consequência, tenhamos adotado medidas preventivas, os efeitos da pandemia de Covid-19 não afetaram materialmente nosso controle interno sobre os relatórios financeiros. Para mais informações, consulte “Nosso Negócio - Nossas respostas à pandemia de Covid-19” neste Relatório Anual.

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 CEO e CFO, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre os relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação das nossas demonstrações contábeis consolidadas para fins externos, de acordo com as normas internacionais (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da sua 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 nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2020, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros, conforme declarado em seu relatório de 31 de dezembro de 2020, incluído neste documento.

Mudanças no Controle Interno quanto aos Relatórios Financeiros

Em 2020, implementamos mudanças em nossos controles relacionados à valoração e composição de ativos do segmento de E&P, em virtude de alterações na legislação tributária e aduaneira para utilização econômica de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (Repetro-Sped). Não houve outras mudanças significativas que tenham afetado materialmente ou tenham probabilidade razoável de afetar nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

Ouvidoria e Investigações Internas

Nossa Ouvidoria-Geral oferece canais para recebimento de manifestações de públicos internos e externos, como reclamações, solicitações de informações, pedidos, sugestões, elogios e denúncias.

Para o recebimento de denúncias, disponibilizamos um canal exclusivo, operado por uma empresa externa independente, que garante o anonimato dos denunciantes que optem por não se identificar.

Todos os relatos recebidos por meio do canal de denúncias são encaminhados à Ouvidoria, que os analisa, classifica e encaminha para acompanhamento da área apropriada. As denúncias relativas a incidentes de conformidade, que incluem fraude e corrupção, entre outros temas, são enviadas à diretoria de Governança e Conformidade.

Reforçamos continuamente nossa abordagem de tolerância zero à fraude e corrupção, inclusive investigando exaustivamente todas as alegações que surgem. Levamos a sério as denúncias de má conduta - em particular, aquelas relacionadas à corrupção - e estamos empenhados em cooperar prontamente com todas as autoridades em relação a essas investigações, incluindo o Ministério Público Federal, a Polícia Federal brasileira, bem como autarquia e órgãos de controle que exercem fiscalização (CVM, CGU e TCU). Nossa diretoria de Governança e Conformidade tem pleno acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar minuciosamente alegações dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos os resultados materiais para melhorar nossas ações de conformidade. Se os resultados, em alguns casos, indicarem que algum de nossos antigos ou atuais empregados não cumpriu determinadas políticas internas, podemos tomar medidas de acordo com as nossas políticas e leis trabalhistas aplicáveis.

Independentemente das conclusões de nossas investigações internas, a fim de mitigar os riscos potenciais de não conformidades relacionadas às nossas políticas internas, continuamos a desenvolver e implementar uma série de medidas destinadas a aperfeiçoar a nossa governança corporativa, gestão de processos e gestão de riscos e controles, incluindo aqueles relacionados à fraude e corrupção.



**Informações
aos Acionistas**

Listagem

Somos uma empresa de capital aberto e estamos listados no Brasil e no exterior, da seguinte forma:

BOLSA DE VALORES*



BRASIL

REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS CVM



USA

REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS SEC



NÍVEL 2

NÍVEL 3

GOVERNANÇA CORPORATIVA

AÇÕES E CÓDIGOS ISIN

PETR3
BRPETRACNOR9

PBR
US71654V408

PETR4
BRPETRACNOR9

PBRA
US71654V101

PREÇO DE FECHAMENTO 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PETR3 R\$ 28,85
PETR4 R\$ 28,34

PBR U\$ 11,23
PBRA U\$ 11,06

NÚMERO TOTAL DE AÇÕES** 31 DE DEZEMBRO DE 2020

13.044.201.261

PETR3: 5.574.043.540 AÇÕES
PETR4: 4.957.951.549 AÇÕES

PBR: 1.868.187.842 ADRs
PBRA: 644.018.330 ADRs

- AÇÕES ORDINÁRIAS
- AÇÕES PREFERENCIAIS

* 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 2020, o grupo de controle era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.

CAPITAL TOTAL



INVESTIDORES BRASILEIROS



GRUPO CONTROLADOR***



INVESTIDORES ESTRANGEIROS



Deslistagem na Argentina

Em 11 de novembro de 2019 deslistamos nossas ações ordinárias e preferenciais da Bolsa de Comercio de Buenos Aires e nos retiramos do regime de divulgação pública na Argentina. Devido à deslistagem, nossos acionistas na Argentina têm a opção de manter suas ações depositadas no custodiante do mercado argentino ou vendê-las em mercados onde nossas ações ainda são negociadas.

A deslistagem está de acordo com nossa estratégia de negócios, que se concentra na redução de custos e na concentração em nossas operações comerciais principais.



Governança Corporativa da B3 - Nível 2

Desde 2018, estamos listados no segmento de listagem Nível 2 de governança corporativa B3. Abaixo, estão algumas de nossas práticas de governança corporativa implementadas devido à nossa listagem no segmento de listagem Nível 2:

- as atribuições de nosso comitê minoritário foram expandidas;
- nosso Conselho de Administração é composto por pelo menos 40% de membros independentes;
- passamos a divulgar um calendário anual de eventos corporativos;
- devemos garantir 100% de saída conjunta aos titulares das nossas ações preferenciais - nas mesmas condições concedidas aos titulares das nossas ações ordinárias; e
- fornecemos um procedimento de arbitragem para questões decorrentes de, e relacionadas a, regras e regulamentos 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 Anônimas, o número das nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total de nossas ações.

Nossas ações são negociadas no B3 e registradas em forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custodiantes 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 Estados Unidos, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por American Depositary Receipts (ADRs), estão listadas na forma de American Depositary Shares (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 das nossas ADSs ordinárias e preferenciais. A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para uma ADR.

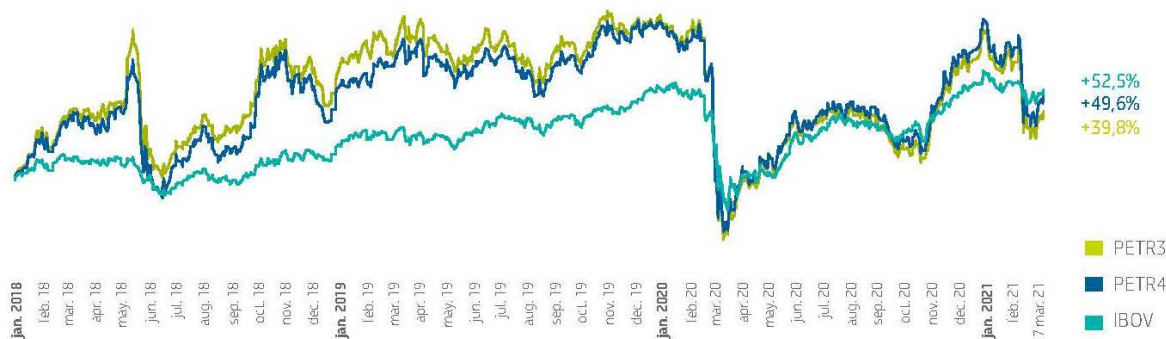
Os direitos dos titulares de ADSs diferem dos direitos dos acionistas. Quanto aos direitos de voto, os titulares de ADSs só podem votar por meio de cartões de voto, através de procuração enviados ao banco depositário de ADR, enquanto os acionistas possuem o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 31 de dezembro de 2020, havia 1.868.187.842 ações ordinárias em circulação e 644.018.330 ações preferenciais em circulação, representadas por ADSs. Não houve mudança nos últimos quatro anos fiscais no valor do nosso capital social emitido, bem como no número de nossas ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos a voto das nossas ações ordinárias e preferenciais. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia do nosso Estatuto Social.

No início de 2021, o valor de nossas ações diminuiu e, em 23 de março de 2021, o preço de nossas ações era de US\$8,15 (PBR) e US\$8,25 (PBR/A). Em 2020, o valor das nossas ações foi afetado pelo impacto da pandemia de Covid-19 e da redução dos preços do *Brent*, apresentando desempenho inferior ao IBOV na B3, porém superando nossos peers na NYSE. O valor das nossas ações subiu em 2019, mantendo a performance de crescimento de 2018, e superou nossos peers na NYSE (índice Amex Oil ou AMEXOIL), assim como teve desempenho ligeiramente abaixo do índice Ibovespa (ou IBOV) na B3.

DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2018

Nº do Índice = 100 em 01/01/2018



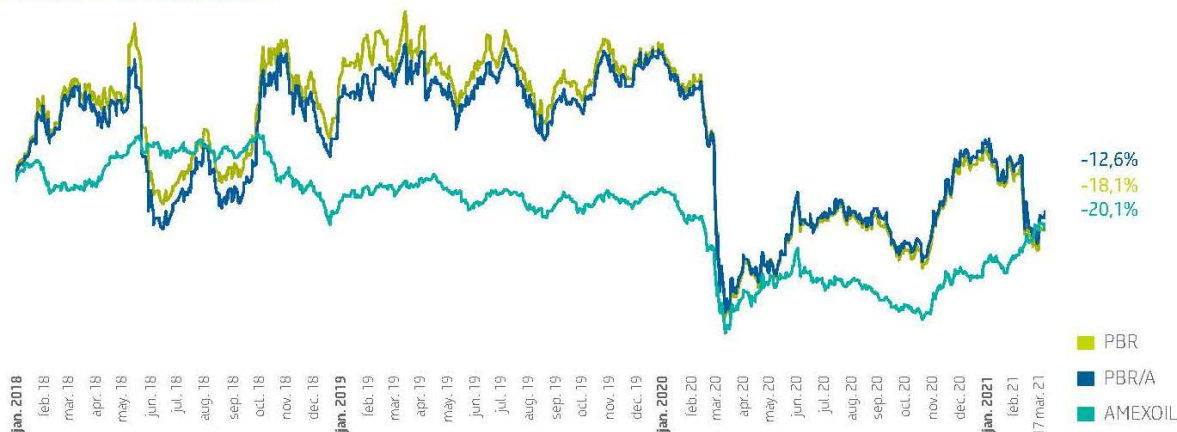
	Ações Ordinárias (PETR3):	Ações Preferenciais (PETR4):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2020:	-9,8%	-6,1%	+82,7% / R\$ 310,8 bilhões
Valor da ação em 17 de Março de 2021*:	R\$ 23,64	R\$ 24,08	Ibovespa* +56,2%
Apreciação no LTM de 17 de Março de 2021:	+80,7%	+85,2%	

* Informações sobre LTM de 17 de março de 2021.

Fonte: Bloomberg

DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2018

Nº do Índice = 100 on 01/01/2018



	ADRs representando Ações Ordinárias (PBR):	ADRs representando Ações Preferenciais (PBR/A):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2020:	-29,7%	-26,4%	+58,6% / US\$55,4 milhões
Valor em 17 de Março de 2021*:	US\$ 8,43	US\$ 8,59	AMEXOIL* +98,6%
Apreciação no LTM de 17 de Março de 2021:	+56,1%	+62,1%	ÓLEO BRENT* +136,7%

* Informações sobre LTM de 17 de março de 2021.

Fonte: Bloomberg

A tabela a seguir apresenta informações sobre a titularidade de nossas ações ordinárias e preferenciais, em 28 de fevereiro de 2021, pelo governo federal brasileiro e determinadas entidades do setor público:

Acionistas	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo federal brasileiro	3.740.470.811	50,26	—	—	3.740.470.811	28,67
BNDES	—	—	135.248.258	2,41	135.248.258	1,04
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	17.700.392	0,24	900.210.496	16,07	917.910.888	7,04
Todos os membros do nosso Conselho de Administração (permanentes e suplentes), Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal (permanentes e suplentes) (24 pessoas no total)	34.108	0,00	356.542	0,01	390.650	0,00
Outros	3.684.248.831	49,50	4.566.227.492	81,51	8.250.476.323	63,25
TOTAL	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Para obter informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte “Gestão e Empregados” neste relatório anual.



Ofertas públicas de distribuição secundária de ações

Em fevereiro de 2020, o BNDES vendeu 734.202.699 das nossas ações ordinárias por meio de uma oferta pública secundária, simultaneamente distribuída no Brasil e no exterior (na forma de ADSs), pelo preço de R\$30,00 por ação, totalizando R\$22.026.080.970,00. Como cada ADS representa duas ações subjacentes, o preço das ADSs é equivalente ao dobro do preço por ação convertido para dólares americanos, com base na taxa de câmbio para a venda dessa moeda (PTAX) divulgado pelo Banco Central do Brasil..

De acordo com a Legislação Societária Brasileira e a Lei nº 13.303/16, o governo federal brasileiro deve possuir, pelo menos, a maioria das nossas ações com direito a voto.

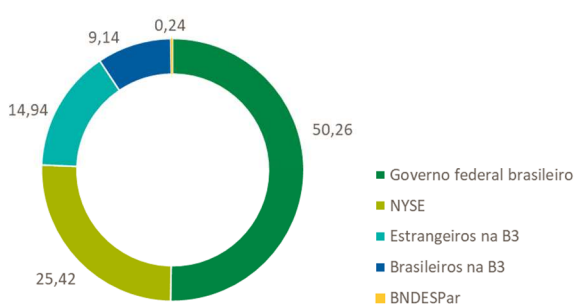
Embora o governo federal brasileiro não tenha direitos de voto diferentes dos nossos outros acionistas, desde que detenha a maioria das nossas ações com direito a voto, qualquer mudança em nosso controle exigiria uma mudança nas leis aplicáveis. Nosso Estatuto Social também prevê regras aplicáveis a qualquer eventual transferência de controle dos nossos principais acionistas.

A maioria das nossas ações com direito a voto também confere ao governo federal brasileiro o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter em tal eleição, de acordo com nosso Estatuto Social.

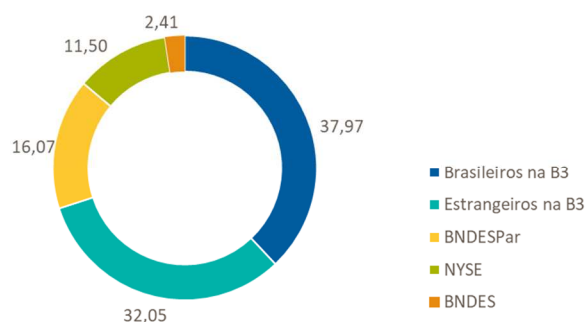
Além disso, nosso Estatuto Social estabelece claramente que podemos ter nossas atividades orientadas pelo governo federal brasileiro, para contribuir com o interesse público que justificou nossa criação. No entanto, se as diretrizes do governo federal brasileiro nos levarem a assumir obrigações e responsabilidades em condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado que opere no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades serão definidas em lei ou regulamento, e terão seus custos e receitas discriminados e divulgados. Além disso, o governo federal brasileiro deverá nos compensar, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico de tal obrigação.

Nossa base acionária inclui mais de 750.000 acionistas na B3 e ADR na NYSE.

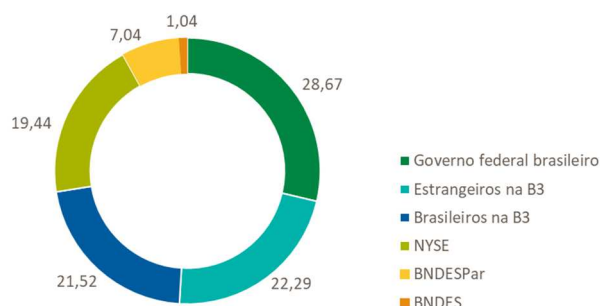
CAPITAL VOTANTE ⁽¹⁾ (%)



CAPITAL NÃO-VOTANTE ⁽¹⁾ (%)



CAPITAL SOCIAL ⁽¹⁾ (%)



A maioria dos nossos direitos de voto é detida pelo governo federal brasileiro, por meio de um bloco composto pelo governo federal brasileiro e o BNDSEPar, que juntos detêm 50,50% das nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre os nossos acionistas em 28 de fevereiro de 2021.

Conforme as regras da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que tenha eleito 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 para baixo) 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.

Restrição de Negociação

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 nossos associados (que sejam empresas públicas) é proibida, nos seguintes períodos: (i) 15 dias antes da divulgação das nossas informações trimestrais e anuais; e (ii) no período entre a deliberação do órgão societário competente de aumentar ou reduzir o capital social, de distribuir dividendos, bonificações em ações ou emitir outros valores mobiliários por nós, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

Nossos diretores, membros do nosso comitê de auditoria, seus respectivos suplentes e membros com quaisquer funções técnicas ou consultivas criadas por disposições do nosso Estatuto Social, são obrigados a nos informar em caso de titularidade e negociação de valores mobiliários de nossa emissão ou de nossas subsidiárias, que são empresas públicas. Devem também indicar os valores mobiliários emitidos por nós e/ou nossas subsidiárias, que são empresas públicas, de propriedade de pessoas relacionadas.

Resolução de Disputas

Por ser uma empresa listada no Nível 2 do 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, relacionados ou decorrentes da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições contidas na legislação brasileira aplicável, regulamentos e nosso Estatuto Social.

As entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como nossa empresa e nosso acionista controlador, podem usar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas apenas para disputas envolvendo direitos econômicos negociáveis. Consequentemente, tais entidades não podem submeter à arbitragem quaisquer direitos considerados inegociáveis de acordo com a legislação brasileira (direitos indisponíveis), 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 e Direitos de Voto

Nossos acionistas têm direito a voto na assembleia geral de acionistas para decidir sobre quaisquer assuntos relacionados aos nossos objetivos sociais e para aprovar quaisquer resoluções que considerem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento, exceto para determinados assuntos cuja autoridade para deliberar são detidas exclusivamente pelos nossos órgãos sociais.

Nossa assembleia anual 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 estabelecidas na Legislação Societária Brasileira, nossos acionistas ou Conselho Fiscal podem convocar nossas assembleias gerais extraordinárias. Dados os efeitos da pandemia de Covid-19 no Brasil e as medidas tomadas pelas autoridades de saúde e governos para enfrentar a pandemia, principalmente quanto às medidas de distanciamento social, a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas foi realizada exclusivamente de forma virtual, conforme permitido pela Instrução CVM nº 622/2020.

A notificação da assembleia ordinária de acionistas e documentos relacionados devem ser publicados, ao menos, 30 dias corridos antes da data agendada para a assembleia.

Para titulares de ADS, temos a obrigatoriedade de notificar o depositário de ADS ao menos 30 dias corridos antes da assembleia geral. Após o recebimento da notificação da nossa assembleia geral, o depositário deverá fixar a data de registro de ADS e distribuir aos titulares de ADS uma notificação. Esta 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, sujeitos a quaisquer disposições aplicáveis da lei brasileira, bem como do 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 nas assembleias gerais não está disponível aos titulares de ADS, que só podem votar por meio de cartões de voto através de procuração, enviados ao banco depositário de ADR.

Quórum

Quórum de presença. Para começar, os acionistas representando pelo menos um quarto das nossas ações ordinárias emitidas e em circulação devem comparecer à nossa assembleia de acionistas, exceto quando o assunto a ser decidido visar a alterar nosso Estatuto Social. Nesse caso, uma assembleia válida requer a presença de acionistas representando 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 à segunda assembleia, mas os requisitos de quórum de votos descritos abaixo deverão ser observados.

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 o 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 dos nossos empregados de eleger ou destituir um membro do 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 o pagamento do dividendo obrigatório e a alocação para as várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto para a emissão de debêntures não conversíveis, com garantia real ou a venda dessas debêntures quando em tesouraria, que pode ser aprovada por nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos com que o acionista concorrer para o aumento do capital social;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração dos ex-membros de nossa Diretoria Executiva, nosso Conselho de Administração, nosso Conselho Fiscal, incluindo a remuneração devida durante o período de seis meses de caducidade, prevista no nosso Estatuto Social, e dos comitês de assessoramento ao nosso Conselho de Administração;
- aprovar o cancelamento do nosso registro como companhia aberta; e
- aprovar os requisitos da nossa política de nomeação, em complemento aos requisitos previstos na legislação aplicável ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal.

Questão aprovada por, pelo menos, metade das ações ordinárias do nosso capital social total:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;
- fusão da companhia ou sua consolidação com outra sociedade, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- participar de grupo de sociedades, observadas as condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- alterar nosso objeto social, o que deve ser precedido por uma alteração do nosso Estatuto Social por lei federal, visto que somos controlados pelo governo federal brasileiro e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- cisão da Companhia, sujeita às 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 a dissolução da Companhia;
- criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar proporções com qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado por nosso Estatuto Social;
- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais; e
- criar uma nova classe de ações preferenciais, com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

Questões aprovadas 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 de Listagem 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 têm por objetivo garantir direitos políticos diferenciados, e serem intransferíveis e de propriedade exclusiva do privatizador. Esta 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 geral pode alterar a situação societária da nossa empresa (ex.: sociedade anônima).

Conforme a Lei das Sociedades por Ações, se um acionista tiver um conflito de interesse com uma empresa quanto a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar em qualquer decisão a respeito dessa transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista, com conflito de interesses pode ser anulada e tal acionista pode ser responsabilizado por quaisquer danos causados e ser obrigado a devolver-nos qualquer ganho que possa ter obtido como resultado da transação.

Também conforme a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários representando ao menos 10% do nosso capital votante têm o direito de exigir que um procedimento de voto múltiplo 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 da CVM, a exigência de limite de 10% para o exercício dos procedimentos de voto múltiplo pode ser reduzida dependendo do valor do nosso capital social. 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 múltiplo.

Com relação ao direito de nomear membros do nosso Conselho de Administração e nosso Conselho Fiscal, o seguinte deve ser destacado:

- 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 múltiplo;
- 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 o nosso Estatuto Social estabelecem que, independentemente do exercício por nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de voto múltiplo, o Governo federal brasileiro sempre tem o direito de indicar a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além dos seus direitos de voto, os acionistas possuem 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 acionária. É assegurado o prazo mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital para o exercício do direito, que é transmissível. De acordo com 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 autorizado, nosso Conselho de Administração pode decidir não estender direitos de preferência aos nossos acionistas, ou reduzir o período de 30 dias para o exercício do direito de preferência, em cada caso, no que diz respeito a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição no âmbito de oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, os titulares de ADSs e de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, direitos de preferência para subscrever qualquer classe das nossas ações recém-emissadas. 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 seja efetiva quanto a esses direitos, ou uma isenção das exigências 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, sob determinadas circunstâncias, os acionistas possuem o direito de retirar sua participação acionária de uma sociedade e receber o pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Este direito de retirada pode ser exercido pelos titulares de ações ordinárias ou preferenciais adversamente afetadas, desde que determinadas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações sejam atendidas, no caso de decidirmos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem guardar as proporções com qualquer outra classe de ações preferenciais;
- alterar as preferências, privilégios, condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais, com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- pela fusão da Companhia, ou sua consolidação em outra empresa ou para se consolidar com outra sociedade;
- participar de grupo centralizado de sociedades, conforme definido pela Lei das Sociedades por Ações;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nosso objeto social;
- pela cisão da Companhia;

- transferir todas as nossas ações para outra sociedade ou receber ações de outra sociedade, a fim de tornar a sociedade, cujas ações são transferidas uma subsidiária integral, situação conhecida no Brasil como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra sociedade por um preço que exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações.

Esse direito de retirada também pode ser exercido no caso da entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma sociedade de capital aberto e nós não negociarmos novas ações no mercado secundário, no prazo de 120 dias, a partir da data da assembleia para aprovar a transação, de acordo com os regulamentos aplicáveis da SEC.

Considerando que nosso Estatuto Social não prevê regras para determinar qualquer valor de resgate, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada seria realizado com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço aprovado por nossos acionistas. No entanto, se uma assembleia de acionistas originadora de direitos de resgate ocorreu mais de 60 dias após a data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista teria o direito de exigir que suas ações fossem avaliadas com base em um novo balanço patrimonial, elaborado no prazo de 60 dias após a assembleia geral. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do valor do reembolso, calculado com base no último balanço patrimonial e, após o levantamento do balanço patrimonial especial, pagaríamos o saldo em 120 dias a partir da data da resolução da assembleia geral. O direito de retirada prescreve em 30 dias após a publicação da ata da assembleia geral que aprovou as questões descritas acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem a direitos de retirada no prazo de dez dias após a publicação da ata da assembleia, que ratifica a decisão se o pagamento do preço de reembolso das ações aos acionistas dissidentes coloca em risco nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os titulares de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação no capital.

Direitos de conversão: Nossas ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais, nem são as ações preferenciais conversíveis em ações ordinárias.

Responsabilidade dos nossos acionistas por convocações de capital adicionais: Nem a Lei das Sociedades por Ações nem o nosso Estatuto Social preveem responsabilidade para nossos acionistas por futuras 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 à renúncia: De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social de uma sociedade nem as decisões tomadas em uma assembleia geral podem privar um acionista de alguns direitos específicos, como o direito de:

- participar da distribuição de lucros;
- participar de quaisquer ativos residuais remanescentes em caso de liquidação da Companhia;

- supervisionar a gestão dos negócios sociais, conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações;
- exercer o direito de preferência, em caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição (exceto em relação à oferta pública de tais valores mobiliários, conforme venha a ser estabelecido no Estatuto Social); e
- retirar-se da Companhia nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações.

Dividendos

Pagamentos de Dividendos e Juros sobre Capital

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações e às leis e regulamentos locais aplicáveis, nosso Estatuto Social e nossa política de distribuição de dividendos.

Nossas distribuições podem incluir dividendos e/ou juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas está sujeito ao imposto de renda retido na fonte, de acordo com a legislação tributária brasileira, que não incide sobre o pagamento de dividendos. Os titulares de ADSs também estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte, salvo disposição em contrário na respectiva legislação aplicável.

Os pagamentos para cada ano fiscal devem ser feitos após a aprovação dos acionistas na assembleia geral anual de acionistas. Os lucros são distribuídos na proporção do número de ações detidas por cada acionista na data de registro aplicável. Nossas ações preferenciais têm preferência na distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio. Dessa forma, o pagamento de dividendos aos titulares de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detido pelos titulares de ações preferenciais.

Em 2020, revisamos nossa Política de Remuneração aos Acionistas, de forma a permitir que os Administradores proponham o pagamento de dividendos compatíveis com nossa geração de caixa, mesmo em exercícios com prejuízo contábil. No cenário em que nossa Dívida Bruta, incluindo os compromissos de arrendamento, é superior a US\$60 bilhões, nossa Administração poderá recomendar a distribuição de dividendos, com prejuízo contábil, quando houver redução da Dívida Líquida nos últimos 12 meses, se a Administração acreditar que isso não afetará negativamente nossa sustentabilidade financeira. A proposta de distribuição deve se limitar ao valor da redução da Dívida Líquida.

Poderemos também, em casos excepcionais, propor o pagamento de dividendos extraordinários, excedendo o dividendo mínimo obrigatório legal ou o valor anual calculado pela fórmula:

$$\text{Remuneração} = 60\% \times (\text{Fluxo de Caixa Operacional}^1 - \text{CAPEX Investimentos}^2)$$

Em todos os casos, a distribuição de dividendos deve obedecer ao disposto na legislação aplicável, inclusive no artigo 201 da Lei das Sociedades por Ações.

¹ Fluxo de Caixa Operacional significa recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais.

² CAPEX Investimentos significam as aquisições de ativos, imobilizados, intangíveis, bem como os investimentos em investidas, desde que não sejam considerados CAPEX Investimentos: (i) os recursos provenientes da venda de ativos; (ii) os pagamentos na participação das rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural; e (iii) pagamentos referentes a aquisição de empresas ou participações societárias.

Nossa Política de Remuneração aos Acionistas inclui os seguintes tipos de distribuição de dividendos:

- **Anual:** A decisão de distribuir dividendos e outros ganhos depende de uma série de fatores, incluindo nossos resultados financeiros e condição, necessidades de caixa, perspectivas futuras dos mercados atuais e potenciais em que operamos, oportunidades de investimento existentes, manutenção e expansão de nossa capacidade de produção. O pagamento de dividendos anuais é baseado nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de final de ano.
- **Dividendos intercalares:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, podemos distribuir dividendos intercalares, que serão calculados com base em nosso balanço patrimonial semestral ou trimestral, elaborado durante o ano fiscal corrente e ainda não aprovado por nossos acionistas, ou seja, antes de determinarmos nosso lucro anual completo.
- **Dividendos intermediários:** Nosso Conselho de Administração também pode aprovar o pagamento de dividendos intermediários, que devem ser calculados com base em nossa conta de reserva de lucros existente no último balanço patrimonial, aprovado por nossa assembleia geral (ou seja, esses dividendos são pagos com base em qualquer balanço patrimonial anual ou semestral já aprovado por nossos acionistas). O valor dos dividendos intermediários distribuídos não pode exceder o valor das nossas reservas de capital.

De acordo com nosso Estatuto Social, os dividendos intercalares e intermediários e os juros sobre o capital próprio serão destinados como dividendo mínimo obrigatório, previsto na Lei das Sociedades por Ações, inclusive para fins de pagamento do dividendo prioritário mínimo das ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95 prevê a distribuição de juros sobre o capital próprio aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Esses juros estão limitados à variação diária *pro rata* da taxa de juros TJLP. O efetivo pagamento ou crédito dos juros sobre o capital próprio depende da existência de lucros, apurados antes da dedução dos juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior ao dobro do valor dos juros a pagar ou creditar.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre o capital próprio como uma despesa dedutível para calcular o lucro real, mas a dedução não pode exceder mais de:

- 50% do lucro líquido antes de considerar essa distribuição, no caso em que sejam consideradas despesas, com base no lucro apurado, após levar em consideração quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o lucro líquido e antes de deduzir o imposto de renda do período a respeito do qual o pagamento é realizado; ou
- 50% das reservas de lucros.

Com relação ao pagamento de dividendos, nosso acionista também deve considerar o seguinte:

- **Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos titulares de ADS ou acionistas, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito a retenção de imposto de renda na fonte, à alíquota de 15% ou 25%, sujeito a possível redução por um tratado tributário aplicável. A alíquota de 25% aplica-se somente se o beneficiário for residente em um paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre o capital próprio, líquido de qualquer imposto de renda retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendos obrigatória. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após o nosso pagamento dos impostos brasileiros retidos na fonte quanto à distribuição de juros sobre o capital próprio, seja pelo menos igual ao dividendo mínimo obrigatório.

Para obter mais informações sobre a tributação brasileira de ADSs e nossas ações, consulte “Aspectos Legais e Fiscais - Tributação Relacionada às ADSs e Nossas Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.

- **Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os dividendos geralmente devem ser pagos dentro de 60 dias após a data em que foram declarados, a menos que uma resolução dos acionistas estabeleça outra data de pagamento, que, em qualquer caso, deve ocorrer antes do final do ano fiscal em que o dividendo foi declarado.
- **Ajustes:** Nosso Conselho de Administração pode aprovar o pagamento de dividendos antecipados ou juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas, cujo montante está sujeito a encargos financeiros à taxa SELIC do final de cada ano fiscal, até a data em que efetivamente pagamos esses dividendos.
- **Dividendos não reivindicados:** Os acionistas têm um período de três anos, a partir da data de pagamento dos dividendos, para reivindicar o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio com relação às suas ações, após o qual o montante não reivindicado reverte para a Companhia.

Nossas distribuições totais aos acionistas em 2020 chegaram a US\$1.977 milhões e serão votadas na assembleia geral ordinária de acionistas, que ocorrerá em 2021.

Para mais informações, consulte a Nota 36.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Distribuição obrigatória

De acordo com a Legislação Societária Brasileira e nosso Estatuto Social, devemos cumprir duas distribuições mínimas obrigatórias de dividendos, ambas previstas em nossa Política de Remuneração aos Acionistas.

- Devemos pagar ao menos 25% de nosso lucro líquido ajustado, após deduzir as alocações à reserva legal e outras alocações eventualmente exigidas pela Legislação Societária Brasileira; e
- Os titulares das nossas ações preferenciais têm prioridade no recebimento do valor do dividendo obrigatório, bem como no recebimento do pagamento em caso de reembolso do capital. Eles também têm direito a dividendos preferenciais anuais mínimos não cumulativos, no caso de declararmos dividendos

iguais ao maior de (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 ano específico, em um valor que excede os dividendos preferenciais mínimos, os titulares de ações preferenciais têm direito a um valor adicional de dividendo por ação no mesmo valor por ação pago aos titulares de ações ordinárias. Os titulares de ações preferenciais também participam em igualdade de condições com os acionistas ordinários nos aumentos de capital decorrentes da incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades por Ações, no entanto, permite que uma sociedade de capital aberto como a nossa suspenda a distribuição mínima obrigatória de dividendos, no caso de o nosso Conselho de Administração e o nosso Conselho Fiscal relatarem à Assembleia Geral Ordinária de Acionistas que a distribuição não é aconselhável devido à nossa situação financeira. Nesse caso, nosso Conselho de Administração deverá protocolar junto à CVM uma justificativa para a suspensão da distribuição de dividendos. Os lucros não distribuídos devido a tal suspensão devem ser alocados a uma reserva especial e, se não absorvidos por perdas subsequentes, devem ser distribuídos assim que a nossa situação financeira permitir tais pagamentos.

Destinação 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 ano fiscal anterior. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estatutárias dos empregados, administradores e beneficiários.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, um valor igual ao nosso lucro líquido, conforme reduzido, ainda, 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 as disposições aplicáveis (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 ano anterior deverá ser (i) revertido no ano fiscal em que as razões que justificaram a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado, caso ocorra o prejuízo antecipado.

Parte da receita líquida de doações ou subvenções governamentais para investimentos também pode ser destinada à constituição de reserva de incentivos fiscais.

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 lucros a realizar. 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 final do ano fiscal seguinte. 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 final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é utilizada para custear 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 no caso de haver distribuição de dividendo obrigatório, 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 para acionistas não brasileiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente no 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 resultados 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 (controle de câmbio brasileiro). No entanto, se os investidores estrangeiros estiverem registrados no CVM, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, eles podem usar os pagamentos de dividendos e resultados da venda de ações para comprar e vender títulos diretamente no 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 no CVM, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, pode comprar e vender diretamente no B3. Esses titulares não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil, que será obrigado, entre outras funções, a registrar e manter atualizado no Banco Central do Brasil o registro de todas as transações de tais investidores no 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 trocam ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou o produto de qualquer venda de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares americanos e remessa desses dólares ao exterior.

Titulares Não Brasileiros no 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 financeiros e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

- nomear ao menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relacionados 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 do representante do investidor, no Banco Central do Brasil; e
- atender aos demais requisitos previstos na Deliberação CVM nº 13/20.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá negociar nos mercados financeiro e de capitais brasileiros.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores 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 pelo Banco Central do Brasil ou pelo CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários detidos nos termos da Resolução CMN nº 4.373 e Deliberação CVM nº 13/20 deve ser realizada nas bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados, licenciados pelo CVM, exceto para transferências decorrentes de ações privadas transações.

Titulares de ADS

A Resolução CMN nº 4.373 permite que as empresas brasileiras emitam recibos de depósito nos 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. O produto da venda de ADSs por titulares fora do Brasil está livre de controles brasileiros de câmbio.

JPMorgan é o banco depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais desde 2 de janeiro de 2020. O Depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais atualmente representa (i) duas ações (ou o direito de receber duas ações) depositadas com um agente Depositário atuando como custodiante, e (ii) quaisquer outros valores mobiliários, dinheiro ou outra propriedade que pode ser mantida pelo Depositário. O escritório do agente fiduciário corporativo do Depositário, no qual as ADSs serão administradas, está localizado em Madison Avenue, 383, 11º Andar, New York, New York 10179, Estados Unidos.

O Depositário obteve do Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro com relação ao nosso programa de ADR existente. 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 o produto para fora do Brasil.

No caso de um titular de ADS trocar 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 de Banco Central do Brasil. A não adoção dessas medidas pode sujeitar o titular à impossibilidade de converter o produto da alienação ou distribuições relacionadas às ações em questão, em moeda estrangeira, e de remeter o produto para fora do Brasil. Além disso, o titular pode estar sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um titular de ADSs. Se o investidor estrangeiro residir em uma jurisdição de paraíso fiscal, o investidor também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável.

Para obter mais informações, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Riscos de Ações e Títulos de Dívida” e “Aspectos Legais e Fiscais – Tributário - Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.

Taxas a Pagar pelos Titulares de ADS

Os titulares de ADS tem obrigatoriedade de 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 relativos às despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares de ADS, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da lei aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão de fax ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, buscar o pagamento cobrando diretamente os investidores ou deduzindo o valor aplicável das distribuições em dinheiro. Os titulares de ADSs também podem ser obrigados a pagar taxas adicionais por certos 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 outra propriedade	US\$5,00 (ou menos) por cada 100 ADSs (ou parte desta)
Distribuição de dividendos	US\$0,03 (ou menos) por ADS, por ano
Cancelamento de ADSs para fins de retirada	US\$5,00 (ou menos) por cada 100 ADSs (ou parte desta)

Taxas a pagar pelo depositário à Petrobras

O banco depositário nos reembolsa por determinadas despesas que incorremos quanto à administração e manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis compreendem, entre outras, despesas de relações com investidores, taxas de listagem e taxas legais.



Aquisição de valores mobiliários pelo emissor e compradores afiliados

Durante o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2020, nenhum “comprador afiliado”, conforme definido na Regra 10b-18 (a) (3) do Exchange Act, nem nós adquirimos nenhum de nossos valores mobiliários.



Aspectos Legais e Fiscais

Regulamentação

Regulamentação dos Negócios

Exploração e Produção

De acordo com a legislação brasileira, a União é proprietária de todas as acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção de tais acumulações de petróleo e gás natural no país. Há três tipos diferentes de regimes contratuais de E&P: (i) Regime de Concessão; (ii) Partilha de Produção; e (iii) Cessão Onerosa.

Regime de Concessão

Até 1997, éramos o agente exclusivo da União para realizar a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

Em 1997, o governo federal brasileiro estabeleceu um regime 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 regime e a ANP criaram um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás.

O regime regulatório baseado em concessão nos concedeu o direito de explorar as reservas de petróleo bruto em cada um de nossos campos de produção já existentes, sob contratos de concessão, por um prazo inicial de 27 anos, a partir da data em que foram declarados comercialmente lucrativos. Estes são conhecidos como contratos de concessão da “Rodada Zero”. Esse prazo inicial de 27 anos para a produção pode ser prorrogado a pedido da concessionária, mediante aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não eram objeto de concessão passaram a ser licitadas pela ANP. Participamos dessas licitações de forma independente ou por meio de parcerias com empresas privadas (como operadora ou não operadora, em uma análise caso a caso).

De acordo com a Lei nº 9.478/1997, e de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos direito ao petróleo e gás produzido nas áreas de concessão e somos obrigados a distribuir ao governo federal brasileiro uma parte da renda auferida.

Para informações relacionadas à Tributação em Regime de Concessão de Petróleo e Gás, consulte o item “Jurídico e Tributário - Tributário” deste relatório anual.

Regime Contratual 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 das Bacias de Campos e Santos motivaram mudança na legislação sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Em 2010, foram promulgadas leis para regulamentar os contratos em 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 mais obrigados a ser os operadores exclusivos 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 em produção sob regime de partilha de produção com, no mínimo, 30% da participação. Caso não haja propostas para as áreas nas quais manifestamos interesse, essas áreas não serão adjudicadas e, portanto, não temos obrigações remanescentes. O direito de preferência só entra em vigor (i) nos casos de propostas vencedoras acima excedente em óleo mínimo, caso decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos manifestado previamente interesse e (ii) nos casos em que a proposta vencedora esteja no excedente em óleo mínimo, então seremos obrigados a ser o operador, com no mínimo 30% de participação acionária, conforme aplicável, de acordo com a Resolução Governamental pertinente. Independentemente de exercermos ou não 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 à União o maior percentual de “excedente em óleo”, que é a receita bruta da produção de um determinado campo após a dedução de *royalties* e “custo em óleo”, que é o custo associado com a 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 a pagar ao governo federal brasileiro.

Os contratos de partilha de produção são assinados pelas empresas privadas licitantes vencedoras, a empresa estatal não operadora PPSA, que representa os interesses da União nos contratos de partilha de produção, e administra a parcela da União do excedente em óleo, e da ANP. A PPSA participa de comissões operacionais, com voto de qualidade e poderes de veto e gere e controla os respectivos custos, tudo de acordo com cada contrato específico de partilha de produção.

Cessão Onerosa

Em 2010, celebramos um contrato com a União, 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, limitado a uma produção máxima de cinco bnboe. O valor contratual inicial do contrato para nossos direitos, nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, foi de US\$ 14,395 bilhões, 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 nas referidas áreas do pré-sal.

De acordo com o Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve ser baseada em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, a serem contratadas pela ANP e pela cessionária, as quais deverão considerar as melhores práticas da indústria do petróleo, incluindo os seguintes itens: (a) informações contidas no relatório final do programa exploratório obrigatório (conforme termo definido no Contrato de Cessão Onerosa); (b) os preços de mercado de petróleo e gás natural; e (c) especificação 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.

Foi criado um comitê interno para negociar a revisão do Contrato de Cessão Onerosa, com representantes da União (ex.: representantes do MME, do Ministério da Fazenda e da ANP). As negociações resultaram na revisão do Contrato de Cessão Onerosa, que foi submetido ao TCU para análise, por recomendação do MME.

Em 2019, o termo aditivo do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovado por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética.

O aditivo consolida um dos diversos cenários discutidos entre o governo federal brasileiro e nossas comissões, e resultou em um crédito de US\$ 9,058 bilhões em nosso favor, que foi totalmente pago em dezembro de 2019. Além disso, a alteração estabelece novos percentuais para conteúdo local: 25% para construção de poços; 40% para sistema de coleta e descarte da produção; e 25% para a unidade de produção estacionária. Para informações relacionadas ao novo modelo de tributação do setor de petróleo e gás (“REPETRO”), consulte “Jurídico e Tributário - Tributário” neste relatório anual.

Refino, Transporte e Comercialização

Em relação ao refino de petróleo, a ANP exige autorização específica para a construção e operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo. A comercialização dos derivados está sujeita ao cumprimento das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (ex: gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações sobre atividades de importação, exportação, produção, processamento, manuseio, transporte e transferência, armazenagem e distribuição de petróleo, derivados de petróleo, gás natural e derivados de xisto em base mensal.

Desde 2013, a ANP exige que os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e distribuidoras de combustíveis garantam estoques mínimos de gasolina e óleo diesel. Em 2015, a ANP estabeleceu a mesma obrigação para produtores de GLP e querosene de aviação.

A ANP também exige que as refinarias e importadores de derivados de petróleo divulguem publicamente suas tabelas de preços eletronicamente (preços de lista), bem como os preços dos 12 meses anteriores, com a descrição das modalidades de venda para: (i) gasolina comum e premium; (ii) óleo diesel e diesel marítimo; (iii) combustíveis de aviação; (iv) GLP; (v) óleo combustível; e (vi) asfalto.

O não cumprimento das regras da ANP pode resultar em 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, conhecidos como etanol, biodiesel, biogás e biocombustível. Em junho de 2019, o CNPE fixou as metas anuais obrigatórias de redução das emissões de carbono e a ANP estabeleceu (i) a individualização das metas anuais obrigatórias de redução das emissões de gases de efeito estufa para a comercialização de combustíveis (Resolução nº 791/2019) e (ii) os procedimentos para a emissão primária de créditos de redução de emissão 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 no Brasil, promover a competição no setor, diversificação de agentes, novos investimentos em refino e logística e combate à evasão fiscal e adulteração de combustíveis.

Em dezembro de 2020, o CNPE estabeleceu diretrizes (Resolução nº 14/2020) para substituir o procedimento licitatório pertinente para aquisição de biodiesel, e designou a ANP para desenhar o novo modelo de comercialização, que deve entrar em vigor até 1º de janeiro de 2022).

Nossa área de refino de petróleo e gás natural também está sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta), que consolida nosso entendimento sobre a alienação de ativos de refino no Brasil.

Para obter mais informações sobre nosso contrato com o CADE em relação aos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos - Fatores de risco - Riscos emergentes operacionais” e “Gestão de portfólio” neste relatório anual.

Gás e Energia

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso Brasileiro promulgou a Lei nº 11.909, ou “Lei do Gás”, regulando as atividades na indústria do gás, incluindo transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos de transporte de gás natural de interesse geral, mantendo um regime de autorização para gasodutos que envolvam acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após certo período de exclusividade, será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e terminais marítimos, exceto terminais de LNG, a fim de maximizar a utilização da capacidade.

A Lei do Gás autorizou a ANP a estabelecer as tarifas de utilização dos gasodutos de transporte sujeitos ao novo regime de concessão e a aprovar as tarifas propostas pelos transportadores, de acordo com critérios previamente estabelecidos, para a utilização dos novos gasodutos sujeitos ao regime de autorização.

As autorizações anteriormente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos a partir da data de publicação da Lei do Gás, e os carregadores iniciais receberam exclusividade nesses dutos por 10 anos. Todos os dutos atualmente operados no Brasil estão sujeitos a um regime de autorização. A ANP emitirá normas regulamentando o acesso de terceiros e a compensação para os transportadores se nenhum acordo for alcançado entre as partes.

A Lei do Gás também autorizou determinados consumidores, que podem adquirir gás natural no mercado livre ou obter seu próprio suprimento de gás natural, a construir instalações e dutos para o seu uso específico no caso em que as distribuidoras locais de gás canalizado, que detêm o monopólio sobre a distribuição de gás canalizado, não poderem atender às suas necessidades de movimentação de gás. Esses consumidores são obrigados a atribuir a operação e manutenção das instalações e dutos às distribuidoras locais de gás, mas não são obrigados a assinar contratos de fornecimento de gás com as distribuidoras locais de gás.

Em dezembro de 2010, o Decreto nº 7.382 foi promulgado a fim de regulamentar os Capítulos I a VI e VIII da Lei do Gás no que se refere às atividades da indústria do gás, incluindo transporte e comercialização. Desde a publicação deste decreto, uma série de regulamentos administrativos foram promulgados pela ANP e pelo MME a fim de regulamentar várias questões relacionadas com a Lei do Gás e o Decreto nº 7.382 que careciam de maior detalhamento. Entre eles está a Resolução ANP nº 51/2013, que impede um carregador de deter participação societária de controle ou coligação em empresas detentoras de concessões de gasodutos. A Resolução nº 51/2013 aplica-se apenas às concessões outorgadas após sua publicação, não afetando, portanto, o transporte de nossa produção de gás natural por dutos operados pela TBG e sujeitos ao regime anterior de autorização.

Outra resolução importante é a Resolução ANP nº 52/2011, que (i) estabelece que a ANP é responsável por autorizar a atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; (ii) regulamenta o registro do agente vendedor de gás; e (iii) regula o registro dos contratos de compra e venda de gás. Essa resolução foi modificada em julho de 2019 pela Resolução nº 794/2019, que estabelece a publicação, pela ANP, de todos os contratos de compra e venda de gás natural firmados com distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento ao mercado cativo.

Em junho de 2016, o MME criou o programa Gás para Crescer, que visa promover um ambiente de mercado competitivo para o efetivo desenvolvimento 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 permitir a mudança no regime de contratação de capacidade de transporte substituindo o sistema de contratação ponto a ponto em contratos de longo prazo pelo sistema de entrada-saída. Mais recentemente, em junho de 2019, o CNPE estabeleceu as diretrizes para promover a concorrência no mercado de gás natural e, em julho de 2019, foi criado o programa Novo Mercado de Gás e assinado o Decreto nº 9.934. Esse decreto institui um comitê que monitora a implementação das ações necessárias ao ingresso de novos agentes no mercado de gás natural.

Além disso, em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE (termo de compromisso de cessação), que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil.

Para obter mais informações sobre nosso contrato com o CADE em relação aos desinvestimentos no setor de gás natural, consulte “Gerenciamento de portfólio” e “Riscos - Fatores de risco - Riscos emergentes operacionais” e “Gerenciamento de portfólio” neste relatório anual.

Em 2020, atendendo às obrigações estabelecidas no acordo mencionado acima, concluímos a venda de nossas participações na transportadora TAG, e iniciamos os processos de venda das outras transportadoras, NTS e TBG, e da Gaspetro, que detém participações em diversas distribuidoras de gás no Brasil. Também negociamos alguns contratos de acesso de terceiros às nossas plantas de processamento e iniciamos o processo competitivo para o arrendamento do Terminal de Regaseificação no estado da Bahia, entre outras ações em cumprimento ao acordo firmado com o CADE.

No contexto do processo de abertura de mercado em curso, em 2020 a ANP também deu início a consultas públicas sobre mudanças importantes na regulamentação do gás, incluindo discussões sobre a criação de critérios de independência para as empresas transportadoras de gás, no modelo conceitual para as atividades do mercado de gás na esfera de competência da União e sobre o exercício das atividades de produção de derivados de petróleo e gás natural. A ANP também pretende iniciar o processo de alteração de diversas resoluções sobre as atividades do mercado de gás, de acordo com sua agenda regulatória.

Também está pendente um projeto de lei que pretende modificar a Lei do Gás (Projeto de Lei nº 6.407/2013), que inclui propostas que foram discutidas no âmbito dos programas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás. Se o projeto de lei for aprovado, resultará em mudanças importantes no mercado de gás natural, incluindo o regime de exploração das atividades de transporte de gás natural.

Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte “Riscos - Fatores de risco - Riscos operacionais emergentes”, “Gestão de portfólio” e “Nosso negócio - Gás e energia - Marketing” neste relatório anual.

Regulação de Preços

Até 1997, o governo federal brasileiro tinha o poder de regular todos os aspectos da precificação do petróleo bruto, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo federal brasileiro eliminou os controles de preços de petróleo e derivados, embora tenha mantido a regulação sobre certos contratos de venda de gás natural existentes e contratos de eletricidade (especificamente os contratos de comercialização de energia elétrica no mercado regulado - CCEAR).

Para informações sobre nossa política de preços, consulte “Nossos Negócios - Refino, Transporte e Marketing” neste relatório anual.

Regulamentação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis federais, estaduais e locais, regulamentos e requisitos de autorização relativos 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 para manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação permanente com as autoridades ambientais, a fim de aprimorar questões relacionadas à gestão ambiental de nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, elaboramos ações e medidas, em conjunto com o IBAMA, para adequar o tratamento e o descarte da água produzida em algumas de nossas plataformas offshore de forma a acomodar as exigências emitidas recentemente pelo IBAMA. Todas essas ações estão sendo cumpridas por nós dentro dos cronogramas definidos com o IBAMA.

Além disso, para ajudar a garantir a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também atua 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 não conformidade com leis e regulamentos 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;
- fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- caducidade ou suspensão da participação em linhas de crédito com estabelecimentos oficiais de crédito.

Para mais informações, consulte as Notas 12 e 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Regulamentação Governamental

Como uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a determinadas regras que limitam nossos investimentos, e somos obrigados a apresentar nosso orçamento anual de dispêndios de capital (Orçamento Anual de Investimentos, ou OAI) ao ME e o MME. Após a revisão por essas autoridades governamentais, o Congresso Brasileiro deve aprovar nosso orçamento. Deste modo, pode haver redução ou alteração em nossos investimentos planejados. Como resultado, podemos não ser capazes de implementar todos os nossos investimentos planejados, incluindo os relacionados à expansão e desenvolvimento dos nossos campos de petróleo e gás natural, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Todos os títulos de dívidas de médio e longo prazo incorridos por nós ou por nossas subsidiárias requerem a aprovação do Gerente Executivo Financeiro em conjunto com outro Gerente Executivo, dentro dos parâmetros estabelecidos por nossa Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração.

As exceções são a emissão de títulos de dívida no mercado de capitais e obrigações de dívida colateralizada, que requerem a aprovação da nossa Diretoria Executiva, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures, que requer a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/16 exige que definamos em nosso Estatuto Social o interesse público que buscamos e quais ações publicamente orientadas podemos tomar na busca desse interesse público. A fim de cumprir a Lei nº 13.303/16, alteramos nosso Estatuto Social para incluir a definição de interesse público e declarar que o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades na busca do interesse público em determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de óleo e gás.

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 regulamento 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 sua função consultiva para o Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades assumidas por nós, em conexão com a busca do interesse público, são diferentes daquelas de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de óleo e gás. A avaliação dos nossos comitês é baseada em determinados aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimento planejados e na análise de determinados custos operacionais anteriormente adotados por nossa administração.

Contratos Relevantes

Contratos de Partilha de Produção

Primeiro Contrato de Partilha de Produção - 1ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção

Em 2013, um consórcio formado por nós (com participação de 40%), Shell (com participação de 20%), Total S.A (com participação de 20%), CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (com participação de 10%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (com participação de 10%) (o “Consórcio de Libra”), celebrou um contrato de partilha de produção com a União, que detém 41,65% do excedente em óleo do Consórcio de Libra, a ANP, como reguladora e fiscalizadora, e a PPSA, como gerente (o “Primeiro Contrato de Partilhamento de Produção”). Sob o Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio de Libra obteve 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 obter mais informações sobre o Contrato de Partilha de Produção, consulte o Anexo 2.22 deste relatório anual.

Segundo e Terceiro Contrato de Partilha de Produção - 2ª e 3ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 2017, adquirimos, em parceria com outras empresas internacionais de petróleo, três blocos offshore na 2ª e 3ª rodadas de licitações em regime de partilha de produção promovidas pela ANP. Somos a operadora desses blocos (“Segundo e Terceiro Contrato de Partilha de Produção”). Em janeiro de 2018, juntamente com nossos parceiros ANP, PPSA e a União, assinamos o Segundo e o Terceiro Contrato de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo e gás natural.

No regime de partilha de produção, o consórcio submete ao governo um percentual do chamado “excedente em óleo para a União”, que é aplicado à receita descontada dos custos de produção e *royalties*. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora era o percentual do excedente em óleo para a União, uma vez que o edital previa um valor fixo para o 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 2ª e 3ª rodadas de licitação como no regime de partilha de produção:

Área	Composição do consórcio	Bônus da Petrobras (R\$ milhões)	Excedente em óleo de lucro (%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%)	90	80,00
	Shell (30%)		
	Repsol Sinopec (25%)		
Peroba	Petrobras (40%)	800	76,96
	BP (40%)		
	CNODC (20%)		
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%)	250	75,86
	BP (50%)		

Quarto e Quinto Contrato de Partilha de Produção - 4ª e 5ª Rodadas de Licitação 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 Contrato de Partilha de Produção, os “Contratos de Partilha de Produção”). Seremos os operadores desses três blocos adicionais sob o regime de partilha de produção. De acordo com o regime, o consórcio submete à União uma porcentagem do “excedente em óleo para a União”. Novamente, o único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o percentual do excedente em óleo para a União. A licitação estabeleceu um valor fixo para o bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

Em 28 de setembro de 2018, adquirimos o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, em regime de partilha de produção e, como resultado, seremos a operadora do contrato correspondente.

Sexto Contrato de Partilha de Produção e Transferência dos Direitos de Partilha de Volumes Excedentes da cessão Onerosa - 6ª Rodada de Licitação da Partilha e Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019, adquirimos, conjuntamente a outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco de Itapu.

Em 7 de novembro de 2019, adquirimos, conjuntamente a outra empresa internacional, o bloco Aram, e seremos a operadora desse bloco.

Os três contratos de partilha de produção resultantes foram todos assinados em 30 de março de 2020. Seremos os operadores desses blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador nomeado, em nome das partes, oferece à União uma porcentagem do “excedente em óleo para a União”. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi o percentual do excedente em óleo para a União, uma vez que a licitação previa um valor fixo para o 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 administrados por um comitê operacional do qual nós, nossos parceiros e a PPSA participamos. A PPSA representa os interesses da União e embora não vá investir nos blocos, a PPSA detém 50% dos direitos de voto do comitê operacional e também possuem voto de qualidade e veto, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, nos termos dos 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 com *royalties* e (ii) o “custo em óleo” correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado aos investimentos incorridos e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do consórcio), observadas as condições, proporções e prazos estabelecidos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, para cada descoberta comercial, os consórcios têm direito a receber, mensalmente, sua parcela de “excedente em óleo”, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Duração:

O prazo dos Contratos de Partilha de Produção é de 35 anos.

Fases:

Nossas atividades, no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção, são divididas em duas fases, conforme segue:

Fase de exploração. Esta fase compreende atividades de avaliação para fins de determinação da comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo bruto e gás natural. A fase de exploração inicia-se com a assinatura dos Contratos de Partilha de Produção, e finalizará para cada descoberta com a declaração de comercialidade. Teremos quatro anos (que podem ser prorrogados mediante prévia aprovação da ANP) para cumprir o programa de trabalho mínimo e demais atividades aprovadas pela ANP, previstas nos Contratos de Partilha de Produção.

Fase de Produção. A fase de produção de cada descoberta particular inicia-se a partir da data da declaração de comercialidade dos consórcios à ANP, e se estende até a rescisão dos Contratos de Partilha de Produção. Compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades em conformidade 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. Podemos realizar outras atividades fora do escopo do programa de trabalho mínimo, desde que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

Unitização:

Um reservatório em um bloco concedido a nós nos Contratos de Partilha de Produção pode se estender a áreas adjacentes fora do bloco. Nesse caso, devemos notificar a ANP imediatamente após a identificação da extensão, e seremos impedidos de realizar atividades de desenvolvimento e produção dentro de tal bloco, até que tenhamos negociado o contrato de unitização com a concessionária ou contratada que detém os direitos sobre tal área adjacente, salvo autorização em contrário da ANP. A ANP determinará o prazo para assinatura do contrato de unitização entre as partes. Se a área adjacente não for licenciada (ex.: não concedida para atividades de E&P a qualquer outra parte), a União, representada pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar 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 da União, 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, a menos que de 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 à União da área sujeita ao processo de unitização.

Ambiental:

Temos a obrigação de preservar o meio ambiente e de proteger o ecossistema da área sujeita aos Contratos de Partilha de Produção, e de evitar danos à fauna, flora e recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente decorrentes das nossas operações, incluindo custos relacionados a quaisquer medidas de remediação.

Conteúdo Brasileiro:

Os Contratos de Partilha de Produção especificam determinados equipamentos, bens e serviços, bem como diferentes níveis de conteúdos local exigido, conforme as diferentes fases dos Contratos de Partilha de Produção. Se deixarmos de cumprir as obrigações do conteúdo brasileiro, podemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP.

O Contrato de Partilha de Produção original de Libra (“Rodada 1 da Licitação de Partilha de Produção”) concedeu ao consórcio de Libra o direito de dispensa em relação às obrigações de conteúdo local em termos de tecnologia, preço e prazo. Esse direito foi utilizado uma vez, e a ANP concedeu a dispensa aos itens do casco e a alguns itens das plantas de processamento. Por meio da Resolução nº 726/2018, a ANP concedeu ao consórcio de Libra a possibilidade de alteração das exigências do conteúdo local para patamares inferiores, mas a possibilidade de dispensa foi excluída.

Na 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, os campos licitados obedeciam aos mesmos requisitos de conteúdo local dos contratos de campos adjacentes, conforme 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 3, 4, 5 e 6 utilizaram esses níveis.

Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento:

Assim que iniciarmos a produção em cada campo, os membros dos consórcios (exceto PPSA) serão obrigados a pagar *royalties* mensais de 15% da produção de petróleo e gás natural, a serem recuperados de uma parte 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, nos termos dos Contratos de Partilha de Produção, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustíveis.

Disposições Diversas:

Sob o regime de partilha de produção brasileiro, podemos ceder nossos direitos e obrigações inerentes à nossa participação acima de 30% nas áreas em que exercemos nosso direito de preferência para ser o operador.

Todos os membros do consórcio (exceto a PPSA) têm direito de preferência quanto à 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) vencimento dos seus prazos; (ii) se o programa de trabalho mínimo não tiver sido concluído até o final da fase de exploração; (iii) se não houver nenhuma descoberta comercial até o final da fase exploratória; (iv) se os consorciados (que não a PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) se o consórcio se recusar a celebrar um contrato de unitização após a ANP fazer tal determinação (cuja rescisão pode ser total 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 regulamentos expedidos pela ANP pode resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte em questão, de acordo com a legislação aplicável e os termos dos Contratos de Partilha de Produção. Se qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção for considerada pelo governo federal brasileiro como não significativa, intencional ou resultado de negligência, imprudência ou inconsequência, ou se for provado que o consórcio trabalhou diligentemente para sanar tal violação, o governo federal brasileiro poderá, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique as sanções designadas às partes relevantes.

Nós e outros membros do consórcio realizaremos nossos melhores esforços para resolver quaisquer disputas. Se não formos capazes disso, qualquer membro do consórcio poderá submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem ad hoc, seguindo as regras estabelecidas pela UNCITRAL, ou com o consentimento das partes interessadas, à CCI, ou qualquer outra câmara de arbitragem bem conceituada. Se a disputa envolver apenas órgãos da administração pública, poderá ser submetida ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal, ou CCAF, no âmbito da AGU. No caso de uma disputa envolvendo direitos não negociáveis, as partes deverão enviar a disputa aos tribunais federais em Brasília.

Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

Alteração no Contrato de Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa foi firmado em 2010. Sua alteração foi aprovada em 2019 pelo TCU e pelo CNPE e nossos órgãos decisórios.

As partes envolvidas discutiram diversos cenários sobre a revisão do contrato original, uma vez que ambas poderiam ser credoras e/ou devedoras simultaneamente. A alteração consolida tal cenário, resultando em um crédito de US\$9,058 bilhões em nosso favor, que foram totalmente pagos em dezembro de 2019.

Além desse crédito, as principais alterações em decorrência da alteração do Contrato de Cessão Onerosa foram (i) as cláusulas de conteúdo local, que reduziram as exigências de conteúdo local para a fase de produção (etapas de desenvolvimento e produção) e (ii) as disposições de resolução de disputas, que se tornaram semelhantes às disposições dos Contratos de Partilha de Produção das últimas rodadas de licitações da ANP.

Para obter mais informações sobre nossos outros contratos relevantes, consulte “Nosso Negócio” e “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais relacionados a questões civis, administrativas, tributárias, trabalhistas, criminais, ambientais e corporativas que surgem no curso normal dos nossos negócios. Esses processos envolvem reivindicações de quantias substanciais em dinheiro e outros recursos. Diversas disputas individuais respondem por uma parte significativa do valor total das 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 Lava Jato

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação dirigida a organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em diversos estados brasileiros, conhecida como operação “Lava Jato”. A investigação Lava Jato é extremamente ampla e compreende inúmeras investigações sobre diversas práticas criminais, abrangendo crimes e condutas cometidas por pessoas físicas em diferentes partes do país e em diversos setores da economia brasileira. Em 2014, a Lava Jato começou a focar parte de sua investigação em irregularidades envolvendo nossos empreiteiros e fornecedores, e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolvia uma ampla gama de participantes, incluindo nosso antigo pessoal. É possível que novas informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações em andamento, sobre corrupção pelas autoridades brasileiras.

Não somos alvo da investigação Lava Jato e somos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítimas do esquema de pagamentos indevidos. Continuaremos buscando medidas legais contra empresas e indivíduos, incluindo ex-empregados e políticos, que nos causaram danos financeiros e de 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 valor total da restituição que nos foi paga desde o início de Lava Jato até 31 de dezembro de 2020 foi de US\$1.287 milhões (cerca de US\$155 milhões em 2020, US\$220 milhões em 2019, US\$457 milhões em 2018, US\$252 milhões em 2017 e US\$131 milhões em 2016).

Para mais informações sobre a Lava Jato e seus impactos sobre nós, consulte a Nota 23 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Investigações Realizadas por Autoridades

EUA: SEC, DoJ e US Commodity Futures Trading Commission (“CFTC”)

Como nossos ADRs são negociados na NYSE, estamos sujeitos aos regulamentos da SEC e DoJ. Em 2014, a SEC e DoJ iniciaram investigações em conexão com os fatos revelados pela Operação Lava Jato. Cooperamos totalmente com suas investigações.

Em setembro de 2018, celebramos acordos com a SEC e o DoJ relacionados aos nossos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras para o período de 2003 a 2012, que resolveram totalmente suas respectivas investigações. Nos termos desses contratos, pagamos US\$85,3 milhões ao DoJ, US\$85,3 milhões à SEC e US\$682,6 milhões às autoridades brasileiras.

Em nossos acordos com eles, DoJ e SEC reconhecem melhorias em nosso programa de conformidade, controles internos e procedimentos anticorrupção. Temos o compromisso de continuar avaliando e melhorando esses e outros esforços. Acreditamos que a resolução das investigações da SEC e do DOJ atendeu aos nossos melhores interesses e aos melhores interesses dos nossos acionistas, e elimina incertezas, riscos, encargos e custos de litígios potenciais nos Estados Unidos.

Em maio de 2019, a CFTC nos contatou com uma investigação sobre as atividades de comercialização relacionadas à Lava Jato. Reiteramos que continuaremos cooperando com as autoridades regulatórias, incluindo a CFTC, em relação a qualquer consulta, reforçando nosso compromisso com a integridade e a transparência.

Brasil: Ministério Público

Em 2015, o Ministério Público do Estado de São Paulo instaurou um processo civil para investigar a existência de danos potenciais ocasionados por nós aos investidores listados no mercado de ações brasileiro. No entanto, o Ministério Público Federal avaliou este processo cível e determinou que o Ministério Público de São Paulo não tem autoridade sobre a questão, que deve ser presidida pelo Ministério Público Federal. Fornecemos todas as informações relevantes exigidas pelas autoridades.

Processos de Investidores da Petrobras

Países Baixos: Ação Coletiva na Holanda

Em 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation (“Fundação”) moveu uma ação coletiva perante o tribunal distrital de Rotterdam, na Holanda, contra nós e nossas subsidiárias PIBBV e PGF, empreendimento conjunto PO&G e alguns dos nossos ex-diretores.

Na ação coletiva, a Fundação supostamente representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e alega que, em decorrência dos fatos descobertos pela Lava Jato, os réus agiram ilegalmente em relação aos investidores.

Em janeiro de 2020, o tribunal determinou que os acionistas que compreendem português e/ou que adquiriram ações por meio de intermediários ou outros agentes que compreendem essa língua, entre outros, estão vinculados à cláusula de arbitragem do nosso Estatuto Social, não podendo ser parte na ação coletiva proposta pela Fundação. O tribunal também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da class action dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação protocolou sua manifestação em 6 de maio de 2020 e nós protocolamos nossa resposta em 11 de agosto de 2020. As alegações orais foram apresentadas em audiência realizada em 26 de janeiro de 2021, estando ainda pendente de uma decisão.

A Fundação requer apenas medidas declaratórias do tribunal holandês e não pode exigir indenização por danos. A indenização pelos danos alegados só será determinada por decisão judicial se os processos subsequentes forem ajuizados por investidores individualmente.

No estágio atual, devido às incertezas substanciais inerentes a este tipo de processo e aos impactos altamente incertos de tais alegações, não nos é possível identificar possíveis riscos relacionados a esta ação e produzir uma estimativa confiável da eventual perda.

Além disso, atualmente não é possível determinar se os investidores poderão apresentar subsequentemente as ações individuais contra nós e se seremos responsáveis pelo pagamento de indenizações, uma vez que tal avaliação depende do resultado desta ação coletiva.

Nós, juntamente com nossas subsidiárias, negamos as alegações apresentadas pela Fundação e pretendemos nos defender firmemente. Somos vítimas do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava Jato e pretendemos apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

Outros Processos Relacionados a Investidores

Arbitragem no Brasil

Também somos atualmente parte em sete processos de arbitragem instaurados por investidores brasileiros e estrangeiros, que compraram nossas ações negociadas no 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, podemos ter que pagar de valores substanciais, o que pode ter efeito significativo em nossa condição financeira.

A maioria dessas arbitragens está longe de ser um julgamento definitivo pelos respectivos tribunais arbitrais. Porém, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, em 26 de maio de 2020, foi proferida 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 arbitral e não é extensível às demais arbitragens existentes. Em 20 de julho de 2020, ajuizamos a ação visando a anulação dessa sentença arbitral parcial, por considerar que ela contém graves vícios e impropriedades. Em 10 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro anulou a sentença parcial. Os recursos desta decisão estão pendentes de julgamento. Em cumprimento às regras CAM, o processo tramita em sigilo. Reiteramos que continuaremos a nos defender vigorosamente, em respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens das quais formos parte.

Arbitragem na Argentina

Em 2018, fomos notificados de uma arbitragem 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 Operação 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 à Suprema Corte da Argentina e a decisão final ainda está pendente.

Ações Penais na Argentina

Fomos acusados dessas duas ações penais na Argentina, conforme descrito a seguir:

- Ação penal que alega o descumprimento da nossa obrigação de divulgar como “fato relevante”, ao mercado argentino, a existência da ação coletiva movida pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa perante os Tribunais Comerciais Judiciais (Ação Judicial Comercial), nos termos das disposições da lei do mercado de capitais argentino. Vale ressaltar que nunca fomos citados na Ação Judicial Comercial. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 3 da cidade de Buenos Aires. Apresentamos defesas processuais perante a Justiça Criminal e algumas delas ainda estão pendentes.
- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada por supostamente terem sido declarados dados falsos em nossas demonstrações financeiras emitidas em 2015. Esta ação penal está tramitando perante o Tribunal Penal Econômico nº 2 da cidade de Buenos Aires. Apresentamos defesas processuais perante a Justiça Criminal e algumas delas ainda aguardam julgamento. Em 14 de setembro de 2020, o juiz acatou nossa defesa fundamentada na imunidade de jurisdição e decidiu que não podemos ser processados em ações penais perante os Tribunais argentinos. A Associação recorreu desta decisão e o recurso está pendente de julgamento.

Ação judicial movida por investidor da Sete Brasil e procedimento de mediação

Atualmente, somos parte em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia em Washington, DC movida pela EIG em 2016, relacionada à compra indireta de participação acionária na Sete Brasil, uma empresa criada para construir sondas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que induzimos investidores a investirem na Sete Brasil e que estávamos entre as partes responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que ingressou com processo de recuperação judicial no Brasil.

O Tribunal Distrital negou nosso pedido de encerramento antecipado do processo, incluindo 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. Recorremos da decisão da Corte de primeira instância. Apresentamos novo recurso (“petition for writ of certiorari”) para a Suprema Corte norte-americana, que foi rejeitado. Posteriormente, requeremos à Corte de primeira instância que suspendesse o processo até o julgamento das demais arbitragens, tendo sido negado tal pedido. Recorremos dessa decisão e esse recurso foi rejeitado. Durante 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. Os depoimentos prosseguirão durante o ano de 2021 e então as partes procederão à produção de provas periciais.

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, nosso Conselho de Administração aprovou os termos finais de um acordo a ser celebrado entre a nossa Companhia 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; (ii) os contratos terão vigência de dez anos, e taxa diária de US\$ 299 mil, incluindo o afretamento e operação das unidades; (iii) 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 qualquer participação societária em tal empresa; e (iv) o distrato de todos os demais contratos que não sejam compatíveis com os termos do acordo. Magni Partners deve nos fretar as plataformas e estas devem ser operadas pela Etesco.

Em 2020, o acordo foi assinado pela PNBV, Sete Brasil, outras empresas do grupo e a nossa empresa. No entanto, a Sete Brasil nos notificou no final de janeiro de 2021 informando que determinadas condições precedentes não seriam cumpridas até o prazo final de 31 de janeiro de 2021. Em razão disso, a nossa Diretoria Conselho Executiva autorizou o início de uma nova negociação com a Sete Brasil.

Não detemos mais qualquer participação societária, direta ou indireta, nas empresas do Grupo Sete Brasil.

Outros Procedimentos Legais

Processos Judiciais e Procedimento Preliminar de TCU - Desinvestimentos

Há alguns processos judiciais (principalmente cíveis), que alegam uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos procedimentos de desinvestimento e, em alguns casos, questionam o preço para a venda de participações em sociedades controladas e ativos, como direitos de exploração e produção em Campos de Petróleo e Gás ("Procedimentos de Desinvestimento"). Alguns procedimentos foram suspensos em razão de liminares concedidas em análise preliminar, às quais foram revertidas após a apresentação de nossa defesa e/ou recursos. Embora os referidos processos judiciais ainda estejam pendentes de decisão final, não há liminar que impeça qualquer Procedimento de Desinvestimento.

Existem ações constitucionais movidas perante o Supremo Tribunal Federal questionando a constitucionalidade do Decreto nº 9.188/2017, onde são estabelecidas regras para a alienação de ativos e subsidiárias controladas por sociedades de economia mista federais, nos incluindo. Em razão da liminar concedida em 27 de junho de 2018 pelo Ministro do Supremo Tribunal Federal, Ricardo Lewandowski, na Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI 5624 MC/DF, que presumivelmente poderia afetar os Desinvestimentos, suspendemos algumas alienações, conforme nota de imprensa de 3 de julho de 2018. Em 6 de junho de 2019, o tribunal reformou parcialmente a decisão liminar de 27 de junho de 2018 e reconheceu que as empresas estatais estão autorizadas a vender o controle societário de suas subsidiárias, desde que essas empresas estatais tenham recebido autorização geral para fazê-lo nas leis que autorizam sua criação, e que os processos de alienação sejam competitivos e executados de acordo com os princípios constitucionais aplicáveis à administração pública, conforme Decreto Federal nº 9.188/2017. Deste modo, podemos buscar a alienação de ativos e subsidiárias, sem qualquer restrição. Outra ação constitucional (Ação Direta de Inconstitucionalidade 5841), com o mesmo propósito, foi ajuizada e o Supremo Tribunal Federal indeferiu a liminar em sessões virtuais realizadas em dezembro de 2020. As decisões finais de ambas as ações constitucionais ainda estão pendentes.

Além disso, há Ação Direta de Inconstitucionalidade movida contra o Decreto Federal nº 9.355/18 ("Decreto Federal"), que visa à imediata suspensão dos seus efeitos, e a declaração de sua inconstitucionalidade por supostamente desrespeitar 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 medida liminar foi concedida para suspender a eficácia do Decreto Federal e nos obrigar a seguir 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, o que ocorreu em sessão virtual realizada em outubro de 2020. O tribunal julgou improcedente o pleito em 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 procedimento administrativo TC-013.056/2016-6. Recentemente, nossa metodologia de processo de desinvestimento foi revisada e encaminhada ao TCU por meio do procedimento administrativo TC-009.508/2019-8. A metodologia mais atualizada entrou em vigor em 23 de dezembro de 2020.

Processos Trabalhistas

RMNR

Existem diversos processos judiciais relacionados a Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho ("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 de 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 STF suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo TST e determinou a suspensão nacional dos processos em andamento relacionados à RMNR.

Taxa aplicável

Em virtude de diversos juízes considerarem inconstitucional a aplicação da taxa prevista em lei (“Taxa Referencial”), a questão foi encaminhada ao STF. Em dezembro de 2020, o STF decidiu que, no contencioso trabalhista, a alíquota da IPCA-E deveria ser aplicada até a data da distribuição do processo, e a SELIC a partir da data da citação. No entanto, o Acórdão ainda não foi publicado, e seu conteúdo exato ainda não está disponível. Esta decisão pode afetar nossas provisões, incluindo as relativas à RMNR.

Unificação dos Campos

Iniciamos quatro arbitragens sob a administração do 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 celebrado entre as partes.

No caso da arbitragem de Tartaruga Mestiça e da Tartaruga Verde, a Justiça Federal do Rio de Janeiro confirmou o princípio da “competência-competência”, de acordo com o qual cabe ao tribunal arbitral decidir sobre sua própria competência para analisar o caso. Desta forma, esta arbitragem foi retomada e, na audiência realizada em dezembro de 2020, as partes apresentaram breve “exposição do caso” e argumentos relacionados à discussão de questões preliminares.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, uma liminar judicial a mantém suspensa. A Justiça Federal do Rio de Janeiro decidirá um recurso de apelação por nós interposto com o objetivo de retomar o processo arbitral.

Além disso, o Consórcio BM-S-11, formado com a Shell e a Petrogal, no qual somos Operadora, contestou a decisão da ANP de unificar os campos de Tupi e Cernambi. A arbitragem segue suspensa por liminar judicial. Atualmente, o Superior Tribunal de Justiça decidiu anular a sentença proferida pela Justiça Federal do Rio de Janeiro, para determinar um novo julgamento. Portanto, a Justiça Federal decidirá mais uma vez qual tribunal (o tribunal estadual ou o tribunal arbitral) deverá decidir sobre o mérito da causa.

Contrato de Perfuração com a Vantage

Além disso, éramos parte em uma arbitragem com a Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling, Inc. (coletivamente, “Vantage”), administrada pelo “International Centre for Dispute Resolution” (Centro Internacional para Resolução de Disputas) e relacionada a um contrato de perfuração que celebramos com a Vantage. Em julho de 2018, um tribunal de três membros concluiu por maioria, com opinião divergente, que a Vantage possuía o direito de receber US\$622,02 milhões, mais juros de 15,2% ao ano, compostos mensalmente, como compensação pela rescisão antecipada do referido contrato e faturas relacionadas à perfuração de um poço no Golfo do México. Apresentamos um pedido para anular a sentença perante o Tribunal Federal no Texas, argumentando que nos foram negadas as salvaguardas fundamentais do devido processo, conforme expresso pela opinião do árbitro dissidente. A Vantage buscou e obteve uma medida cautelar de um tribunal holandês, em 2018, bloqueando as ações de nossas subsidiárias baseadas nos Países Baixos e quaisquer valores e ativos devidos a nós, decorrentes de obrigações de nossas subsidiárias baseadas nos Países Baixos, para garantir o pagamento da sentença arbitral. Em maio de 2019, o Tribunal Federal confirmou a sentença arbitral e negou nosso pedido de anulação. Em junho de 2019, nossas subsidiárias pagaram aproximadamente US\$700 milhões relacionados a essa decisão. O pagamento cessou o acréscimo de juros, permitiu o levantamento da cautelar de nossas subsidiárias baseadas nos Países Baixos e evitou outras restrições legais, mas não encerrou a disputa. Recorremos da decisão em junho de 2019. Em julho de 2020, o Tribunal de Apelações confirmou a decisão do Tribunal Federal e rejeitou o recurso. O Tribunal de Apelações subsequentemente rejeitou nossas petições para uma nova audiência em agosto de 2020. Em janeiro de 2021, entramos com uma petição (“certiorari”) perante a Suprema Corte dos Estados Unidos, que foi negada.

Ambiental

O Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro ajuizou cinco ações civis públicas contra nós, o Instituto Estadual do Ambiente (“INEA”) e o Estado do Rio de Janeiro (em conjunto, os “Réus”), em junho de 2018, solicitando aos Réus apresentar a comprovação do cumprimento das normas de licenciamento ambiental relacionadas ao COMPERJ, complementar estudos técnicos, redefinir determinadas condicionantes aplicáveis ao processo de licenciamento ambiental e indenizar danos materiais coletivos, danos morais e às comunidades afetadas por eventuais impactos ambientais relacionados ao COMPERJ. O valor reivindicado foi de US\$2,096 bilhões. Em agosto de 2019, firmamos acordo (“termo de ajustamento de conduta”) no valor de US\$ 208 milhões com o estado do Rio de Janeiro, Ministério Público e INEA, para encerramento de uma das ações cíveis relacionadas ao licenciamento ambiental do COMPERJ. Quanto às outras quatro ações cíveis, foram parcialmente encerradas pelo primeiro acordo e outro acordo (“termo de ajustamento de conduta”) no valor de US\$ 11 milhões, foi assinado em fevereiro de 2020 com as mesmas partes para concluí-las. Como resultado, os procedimentos judiciais foram arquivados.

Além disso, desde 2000, somos parte em outra ação civil pública relacionada ao gasoduto OSPAR, com pedido de obrigação de indenizar os supostos danos ambientais e danos morais resultantes do acidente ambiental ocorrido no estado do Paraná, em 16 de julho de 2000. Tivemos uma decisão judicial nos condenando e o valor de US\$ 150 milhões foi provisionado. Recursos de esclarecimento foram interpostos e, no momento, estamos considerando outros recursos.

Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Processos Fiscais

Atualmente, somos parte em processos judiciais relacionados a ações fiscais. Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 20 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Tributos

Estratégia Tributária e Efeito dos Impostos sobre Nossa Renda

Nossa estratégia tributária delinea o cumprimento da legislação tributária do Brasil e de outros países, onde atuamos como uma empresa que influencia o ambiente econômico e social do qual fazemos parte. Também buscamos engajar as autoridades fiscais de forma 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 despesas de imposto de renda sobre a receita não isenta gerada por nossas subsidiárias estrangeiras, com base nas alíquotas societárias brasileiras estabelecidas pela Lei nº 12.973/2014.

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores ao governo federal brasileiro, bem como aos governos estaduais e municipais, como o imposto sobre valor agregado (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou “ICMS”), temos obrigatoriedade de pagar três encargos principais 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 “Riscos - Fatores de Risco - Propriedade do Governo e Riscos do País” neste relatório anual. Esses encargos impostos pelo governo federal brasileiro estão incluídos no nosso custo de vendas.

Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção com a ANP, temos obrigatoriedade de pagar ao governo o que segue:

- Bônus de assinatura pagos na assinatura do contrato de concessão, que são baseados no valor da oferta vencedora da licitação, observados os bônus de assinatura mínimos publicados nas respectivas normas de licitação (edital 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 0 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 2020, pagamos a este governo para assumir 10 dos nossos campos, nomeadamente Jubarte, Leste do Urucu, Marlim, Marlim Sul, Mexilhão, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Tartaruga Verde e Tupi; e
- *Royalties* a serem estabelecidos nos contratos de concessão à alíquota, 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 terrestres 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 denominado Repetro-Sped, que expirará em dezembro de 2040.

Este regime prevê a continuidade da desoneração tributária 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 esse benefício 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 joint ventures (consórcios) no Brasil. A transferência foi concluída em 2020.

Além disso, a legislação prescreve o Repetro-Industrialização, regime tributário especial, regulamentado em 2019, que isenta as aquisições da cadeia de suprimentos de O&G estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e do Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, por decisão do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), concordaram em conceder incentivos fiscais relacionados ao ICMS sobre as transações previstas nestes regimes, na medida em que cada estado decretar sua regulamentação específica, prevendo a redução de impostos sobre a indústria de petróleo e gás.

Tributação Relacionada às ADSs e Nossas Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes sobre o imposto de renda federal no Brasil e nos Estados Unidos, que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor. Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não o Brasil e os 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 no pressuposto de que as obrigações do contrato de depósito e quaisquer documentos relacionados serão cumpridas de acordo com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que podem ser relevantes para qualquer investidor em particular, incluindo considerações tributárias 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 compradores em potencial de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários 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 mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Considerações sobre os Impostos Brasileiros

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 detentor que não seja considerado domiciliado no Brasil, para fins de tributação brasileira, também chamado um detentor não brasileiro.

De acordo com a legislação brasileira, os investidores (detentores não brasileiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, ou de acordo com a Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. 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 o registro e manutenção de registros atualizados de todas as transações com o 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 um modo geral, os dividendos pagos por nós, incluindo dividendos de ações e outros dividendos pagos em bens ao Depositário, com relação às ADSs, ou a um detentor não brasileiro quanto às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos ao 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 detentores 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 final de cada exercício fiscal, até a data do efetivo pagamento 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 corridos por um período entre 181 e 360 dias, e 22,5%, no caso dos juros corridos por um período até 180 dias. No entanto, quando o beneficiário é um detentor não brasileiro, de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373, a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável sobre os juros é de 15%, exceto no caso do beneficiário ser residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não impõe imposto de renda ou o impõe, no máximo, alíquota de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdição de Baixa ou Nenhuma Tributação ou a Jurisdição de Tributação Favorecida) 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 “Imposto - Imposto sobre Dividendos - Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual.

Tributação Sobre Juros sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos detentores de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte, à alíquota de 15% no momento em que registramos tal obrigação, seja ou não realizado o efetivo o pagamento naquele momento. Consulte “Informação aos Acionistas - Dividendos - Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros que residam em uma Jurisdição de Tributação Favorecida (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras, as jurisdições às quais se aplica a regra de não transparência), a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “Imposto - Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida” neste relatório anual. O pagamento de juros com relação à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC, aplicável ao pagamento de dividendos, aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre o capital próprio. A determinação sobre realizarmos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital ou na forma de dividendos é feita pelo nosso Conselho de Administração, no momento em que as distribuições devem ser realizadas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração realizará essas determinações em relação às distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de detentores não brasileiros devem ser considerados: (i) detentores não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Favorecida, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham sido registradas no Banco Central do Brasil e na CVM de acordo com a Resolução CMN nº 4.373; e (ii) qualquer outro detentor não brasileiro, incluindo detentor não brasileiro que investem no Brasil em desacordo à Resolução CMN nº 4.373 (incluindo registro nos termos da Lei nº 4.131/1962), e que são residentes ou domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida. Consulte “Tributos – Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida” neste relatório anual.

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por detentores não brasileiros, sejam ou não para outros não residentes, e sejam eles realizados 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 detentor não brasileiro pode estar sujeito ao imposto de renda sobre quaisquer ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente das transações serem conduzidas no Brasil ou com um residente brasileiro. Compreendemos que as ADSs não se enquadram na definição de ativos localizados no Brasil para os fins dessa lei, mas ainda não há pronunciamento 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, e está sujeito à tributação, conforme descrito abaixo. Há fundamentos para sustentar que tal tributação não é aplicável quanto a detentores não brasileiros, registrados de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373, e não residentes ou domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que, ao receber as ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro cumpra o procedimento de registro com o Banco Central do Brasil, conforme descrito abaixo em “Capital Registrado”.

Os ganhos de capital realizados por um detentor não brasileiro em uma venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias, realizada em uma bolsa de valores brasileira (o que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado), são:

- isentos de imposto de renda quando o detentor não brasileiro (i) tiver registrado seu investimento de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 e (ii) não for residente ou domiciliado em Jurisdição de Tributação Favorecida;
- sujeitos a imposto de renda à alíquota de 25%, nos casos de ganhos realizados por detentor não brasileiro residente ou domiciliado em Jurisdição de Tributação Favorecida, ou jurisdição à qual se aplique a regra de não transparência. Nesse caso, incide imposto de renda na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, podendo ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, incluindo um caso de ganhos de capital realizados por um detentor não brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, sujeito ao imposto de renda às seguintes alíquotas progressivas: 15% que não 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 imposto de renda na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre ganho de capital.

Quaisquer ganhos de capital realizados em uma alienação de ações preferenciais, ou ordinárias ocorridos fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda acima das alíquotas no caso de ganhos realizados por um detentor não brasileiro que seja domiciliado ou residente em uma Jurisdição de Tributação Favorecida, 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 detentor não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatados ou reduzidos 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 geralmente sujeito às taxas acima. Consulte “Imposto – Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida” neste relatório anual.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. Qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência estará sujeito ao imposto de renda brasileiro, de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Nenhuma garantia pode ser feita de que o atual tratamento preferencial de detentores não brasileiros de ADSs e de alguns detentores não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias, nos termos da Resolução CMN nº 4.373, continuará a ser aplicado no futuro.

Regras Recentes Adicionais sobre 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 oriundos 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 superiores a R\$5 milhões e não superiores a R\$10 milhões; (iii) 20% sobre ganhos superiores a R\$10 milhões e não superiores a R\$30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$30 milhões. De acordo com a Seção 18 da Lei nº 9.249/95, o tratamento tributário aplicável aos ganhos de capital auferidos por pessoas físicas brasileiras também se aplica aos ganhos de capital auferidos por residentes não brasileiros (exceto nos casos que permanecem sujeitos à aplicação de regras específicas).

Esclarecimentos sobre Detentores não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Favorecida

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, exceto em circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição de Tributação Favorecida estará sujeita ao imposto de renda retido na fonte, à alíquota de 25%. Uma jurisdição de tributação favorecida é geralmente considerada como um país ou outra jurisdição que não impõe nenhum imposto de renda, ou que impõe esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 17%. Sob determinadas circunstâncias, a regra de não transparência também é considerada para determinar se um país ou outra jurisdição é uma jurisdição com imposto baixo ou zero. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de “regime tributário privilegiado”, que é definido como um regime tributário que (i) não tributa a receita ou à tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a entidades não

residentes ou indivíduos (a) sem a necessidade de desenvolver uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição ou (b) condicionada ao não exercício de uma atividade econômica significativa no país ou 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, titularidade de bens e direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o conceito de "regime tributário privilegiado" 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 regras de capitalização reduzida e, portanto, geralmente não teriam impacto sobre a tributação de um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido neste documento. No entanto, não podemos determinar se o conceito de regime fiscal privilegiado também se aplicará no contexto das regras aplicáveis às Jurisdições de Tributação Favorecida, 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 - 2020), emitido pela Receita Federal do Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio (OF/Câmbio)

A legislação brasileira impõe o IOF/Câmbio na conversão de reais em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em reais. Atualmente, para a maioria das transações de câmbio de moeda estrangeira, a alíquota do IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações cambiais relacionadas a entradas de fundos no Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros estão, geralmente, sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de zero por cento. As transações cambiais relacionadas a saídas de recursos do Brasil em conexão com investimentos realizados por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Imposto de Câmbio à alíquota de zero por cento. Essa alíquota de zero por cento se aplica aos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital, recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos realizados por um detentor não brasileiro, conforme previsto na Resolução CMN nº 4.373. O Poder Executivo brasileiro pode aumentar tais alíquotas a qualquer momento, até 25% do valor da transação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Transações com Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A legislação brasileira impõe IOF/Títulos em transações envolvendo títulos de dívidas, títulos e outros valores mobiliários, incluindo as realizadas uma bolsa de valores brasileira. Atualmente, a alíquota de IOF/Títulos aplicável às operações que envolvam ações preferenciais ou ordinárias é zero. No entanto, o governo federal brasileiro pode aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, mas o imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre transferência de ações, admitidas à negociação na bolsa de valores localizada no Brasil, com a finalidade específica de lastrear 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

No Brasil, não há impostos sobre doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não brasileiro, exceto impostos de doação e herança que são cobrados por determinados estados do Brasil sobre doações realizadas ou heranças deixadas por um detentor não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas, residentes ou domiciliadas nos estados do Brasil. No Brasil, não há tributos de selo, emissão, registro ou impostos ou taxas similares devidos por detentores de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detidas por um detentor não brasileiro que obtiver registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário que representar detentor, é elegível para registro no Banco Central do Brasil; e tal registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa do mercado comercial, adquirida com o produto das distribuições e valores realizados com relação à alienação de tais ações preferenciais ou ordinárias. O valor registrado ("capital registrado") para cada ação preferencial ou ordinária adquirida como parte da oferta internacional, ou adquirida no Brasil após a data deste documento, e 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, em que o maior volume de tais ações foi negociado no dia da retirada; ou
- se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido negociada naquele dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido 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 detentor 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. Tal demora poderá afetar negativamente o valor, em dólares norte-americanos, recebidos pelo detentor 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 Detentor norte-americano (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 por ele, decisões publicadas pelo U.S. Internal Revenue Service (IRS) e decisões judiciais, todos em vigor na data deste documento e todos 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, propriedade mantida para investimento), e não se aplica a classes especiais de detentores, como negociantes ou comerciantes em títulos ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar dos Estados Unidos, detentores 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 parceiros, instituições financeiras, seguradoras de vida, detentores 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 detentoras de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de *hedge* ou como parte de um *straddle* ou transação de conversão, ou indivíduos estrangeiros não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um ano fiscal. Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não aborda impostos estaduais, locais ou estrangeiros ou os impostos federais sobre imóveis e doações dos EUA ou o imposto do Medicare sobre a receita líquida de investimentos.

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB OUTRAS LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS ESTADOS UNIDOS ENDEREÇADAS AQUI, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

Nossas ações preferenciais serão tratadas como patrimônio para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Em geral, o detentor de uma ADS será tratado como o detentor das ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, e nenhum ganho ou perda será reconhecido ao trocar ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais representadas por essa ADS.

Nesta discussão, as referências às ADSs referem-se às ADSs com relação às ações ordinárias e preferenciais, e referências a um “Detentor norte-americano” são para um detentor de uma ação ordinária ou preferencial ou ADS que seja:

- pessoa física que seja cidadã ou residente nos Estados Unidos;
- uma empresa organizada de acordo com as leis dos Estados Unidos, de qualquer estado dele ou do Distrito de Columbia; ou
- de outra forma, sujeito ao imposto de renda federal dos EUA em uma base líquida com relação à ação ou ADS.

Tributação de Distribuições

Um detentor norte-americano 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 propriedade que distribuímos como dividendo, na medida em que tal distribuição seja paga com nossos lucros atuais ou acumulados e lucros, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, quando tal distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre o capital e o valor do imposto brasileiro retido sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio para converter reais em dólares americanos, em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou por um detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso de ADSs, ou o detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares americanos na data em que os receber, é possível que o detentor norte-americano reconhecerá perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário de fonte norte-americana, 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 valor em dólares americanos dos dividendos recebidos por um detentor norte-americano não corporativo quanto às ADSs, geralmente estará sujeito à 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) a Petrobras não tiver sido, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não seja, no ano em que o dividendo for pago, uma “empresa de investimento estrangeiro passivo”, conforme definido para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos (uma PFIC). As ADSs estão listadas na NYSE e se qualificarão como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que sejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados relevantes de mercado e acionistas, acreditamos que não devemos ser tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal dos EUA com relação ao ano fiscal de 2020 ou 2019. Além disso, com base

em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nossas expectativas atuais sobre o valor e a natureza dos nossos ativos, as fontes e a natureza de nossa receita e dados relevantes do mercado e dos acionistas, não prevemos nos tornar uma PFIC no nosso ano fiscal de 2021. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias ações não estão listadas em uma bolsa dos Estados Unidos. Os detentores norte-americanos de nossas ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade da alíquota reduzida de imposto sobre dividendos, à luz de suas circunstâncias particulares.

Distribuições de ganhos e lucros com relação às ações ou ADSs geralmente serão tratadas como receita de dividendos de fontes fora dos Estados Unidos, e geralmente serão tratadas como “renda de categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro dos EUA. Sujeito a determinadas limitações, o imposto de renda brasileiro retido na fonte em relação a qualquer distribuição quanto às ações ou ADSs pode ser reivindicado como um crédito contra o passivo de imposto de renda federal dos EUA de um detentor norte-americano, ou, à escolha do detentor norte-americano, o referido imposto brasileiro retido na fonte pode ser considerado uma dedução da receita tributável (desde que o detentor norte-americano opte por deduzir, em vez de creditar, todos os impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no ano fiscal relevante). Um crédito de imposto estrangeiro dos EUA pode não ser permitido como imposto de renda brasileiro retido na fonte, cobrado quanto a determinadas posições de curto prazo ou de *hedge* em títulos ou em relação a acordos em que o lucro econômico esperado de um detentor norte-americano não seja substancial. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade de crédito fiscal estrangeiro dos EUA, incluindo a conversão de reais para dólares norte-americanos para esses fins, à luz de suas circunstâncias particulares.

Detentores de ADSs que forem sociedades estrangeiras ou indivíduos estrangeiros não residentes (detentores não americanos) geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo imposto de renda retido na fonte, sobre as distribuições com relação a ações ou ADSs que são tratadas como receita de dividendos para a receita federal dos EUA para fins fiscais, a menos que tais dividendos estejam efetivamente relacionados com a conduta do titular de uma transação ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Mediante a venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, um detentor norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital de fonte norte-americana para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual à diferença entre o valor realizado na alienação e a base de cálculo do detentor norte-americano em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será um ganho ou perda de capital de longo prazo se as ações ou ADSs forem detidas por mais de um ano. Os detentores não corporativos de ações ou ADSs dos EUA podem possuir direito a uma taxa preferencial de imposto de renda federal dos EUA quanto a ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeito a determinadas limitações. Para fins de imposto de renda federal dos EUA, tal disposição não resultaria em receita de fonte estrangeira para um detentor norte-americano. Como resultado,

um detentor norte-americano pode não ser capaz de usar o crédito fiscal estrangeiro associado a qualquer imposto de renda brasileiro cobrado sobre tais ganhos, a menos que tal detentor possa usar o crédito contra o imposto norte-americano, devido sobre outra receita de fonte estrangeira. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade de crédito de imposto estrangeiro dos EUA.

Relatório de Informações e Retenção na Fonte

O pagamento de dividendos e o produto da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um detentor norte-americano nos Estados Unidos (ou por meio de determinados intermediários financeiros relacionados aos Estados Unidos) geralmente estarão sujeitos a relatórios de informações, e podem estar sujeitos a "retenção na fonte", a menos que o detentor dos EUA (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça oportunamente um número de identificação de contribuinte e certifique que não ocorreu nenhuma perda de isenção de retenção na fonte e, caso contrário, está em conformidade com os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção na fonte, coletada de um pagamento a um detentor norte-americano, será permitido como crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA do detentor norte-americano, e poderá dar direito ao detentor norte-americano a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre quaisquer requisitos de relatórios adicionais que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação de nossas ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um detentor não norte-americano geralmente estará isento desses requisitos de relatório de informações e retenção na fonte, mas pode ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de certificação e identificação, para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Determinados detentores norte-americanos que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$50.000 no último dia do ano fiscal, ou US\$75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal, geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com suas declarações de imposto, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não americana, bem como títulos emitidos por um emissor não americano (que incluiria nossas ações ordinárias e preferenciais e ADSs), que não permaneçam em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais altos se aplicam a determinados indivíduos que vivem no exterior e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de relatório a determinadas entidades, que são tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros

estrangeiros, especificados com base em determinados critérios objetivos. Os detentores norte-americanos que deixarem de relatar as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para lançamento do imposto seria suspenso, total ou parcialmente. Os investidores potenciais devem consultar seus próprios consultores tributários a respeito da aplicação dessas regras a seus investimentos, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.

Tributação Relacionada a Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes sobre imposto de renda federal brasileiro, holandês, da União Europeia e dos EUA, que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de títulos de dívida da PGF (as "notas"). Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não seja os Países Baixos, Brasil e Estados Unidos.

Este resumo é baseado nas leis tributárias dos Países Baixos, Brasil e 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 tributárias que podem ser relevantes para qualquer investidor em particular, incluindo considerações tributárias que surjam de regras geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores, ou que geralmente se presume que os investidores conheçam. Os compradores em potencial de notas devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação das notas.

Não existe um tratado tributário para evitar a dupla tributação entre Brasil e Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os detentores de notas nos EUA.

Tributação Holandesa

A seguir, consta um resumo geral de determinadas consequências fiscais holandesas relevantes para os titulares das notas em conexão com a aquisição, propriedade e alienação de notas em uma empresa holandesa. Este resumo não pretende descrever todas as possíveis consequências fiscais holandesas que podem ser relevantes para um titular ou potencial titular de notas, e não pretende lidar com as consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, alguns dos quais podem estar sujeitos às regras. Dada a sua natureza geral, este resumo geral deve ser tratado com a devida cautela.

Este resumo é baseado nas leis tributárias dos Países Baixos, regulamentos publicados e jurisprudência oficial publicada, todos em vigor na data deste documento, e todos os quais estão sujeitos a alterações ou a interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Quando o texto se refere aos Países Baixos, refere-se apenas à parte do Reino dos Países Baixos localizada na Europa.

Para fins fiscais holandeses, um titular de notas pode incluir, sem limitação:

- um proprietário de uma ou mais notas que, além do título de tais notas, tenha interesse econômico em tais notas;
- uma pessoa ou entidade que detenha a totalidade do interesse econômico em uma ou mais notas;
- uma pessoa ou entidade que detenha participação em uma entidade, como uma parceria ou um fundo mútuo, que seja transparente para fins fiscais holandeses, cujos ativos compreendem uma ou mais notas; e
- um indivíduo ou entidade que não tenha o título legal das notas, mas a quem as notas são atribuídas com base nesse indivíduo ou entidade detentor do interesse benéfico nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições legais de acordo, em que as notas são atribuídas a um indivíduo que seja, ou que tenha herdado direta ou indiretamente as notas de uma pessoa que tenha sido o instituidor, concedente ou originador semelhante de um fideicomisso, fundação ou entidade semelhante que detenha as notas.

A discussão abaixo está incluída apenas para fins de informação geral e não é um conselho fiscal holandês ou uma descrição completa de todas as consequências fiscais holandesas relacionadas à aquisição, detenção e alienação de notas. Os titulares ou potenciais titulares de notas devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais holandesas da compra, incluindo, sem limitação, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outra disposição de notas ou cupons, à cerca de suas circunstâncias particulares.

Imposto Retido na Fonte

Titulares de Notas Não Relacionados à PGF

Todos os pagamentos de juros e valor principal feitos pela PGF, de acordo com as notas aos titulares de notas que não sejam titulares de "entidades relacionadas" em relação à PGF (no sentido da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021; *Wet Bronbelasting 2021*) (ver abaixo) podem ser isentos de retenção ou dedução de quaisquer impostos, de qualquer natureza impostos, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária dos mesmos ou neles, a menos que as notas qualifiquem-se como patrimônio da PGF para fins fiscais holandeses.

Titulares de Notas Relacionadas à PGF

Os pagamentos de juros e valor principal realizados pela PGF, de acordo com as notas dos titulares de notas que são entidades relacionadas, em relação à PGF (no sentido da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021), como definido abaixo podem ficar sujeitos a imposto de renda holandês de 25% (alíquota para 2021), se tal entidade relacionada:

- for considerado residente (*gevestigd*) em uma jurisdição que está listada no Regulamento Holandês atualizado anualmente sobre estados de baixa tributação e jurisdições não cooperativas para fins fiscais (*Regeling laagbelastende staten en niet-coöperatieve rechtsgebieden voor belastingdoelinden*) (uma "Jurisdição Listada"); ou
- possuir estabelecimento permanente localizado em uma jurisdição listada ao qual o pagamento de juros é atribuível; ou
- tiver direito ao pagamento de juros para o fim principal ou um dos objetivos principais para evitar a tributação de outra pessoa; ou
- for uma entidade híbrida (uma incompatibilidade híbrida); ou
- não ser residente em nenhuma jurisdição;
- tudo dentro do significado da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021.

Para o ano fiscal de 2021, as seguintes 23 jurisdições são Jurisdições Listadas: Samoa Americana, Anguila, Bahamas, Bahrein, Barbados, Bermuda, Ilhas Virgens Britânicas, Ilhas Cayman, Fiji, Guam, Guernsey, Ilha de Man, Jersey, Palau, Panamá, Samoa, Seychelles, Trindade e Tobago, Turcomenistão, Ilhas Turcas e Caicos, Vanuatu, Emirados Árabes Unidos e Ilhas Virgens dos EUA.

Para efeitos da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021, uma entidade é considerada uma entidade relacionada à PGF se:

- tal entidade possuir Participação Qualificada (conforme definido abaixo) na PGF; ou
- a PGF possuir Participação Qualificada nessa entidade; ou
- um terceiro possuir Participação Qualificada, tanto na PGF quanto em tal entidade.

O termo "Participação Qualificada" significa uma participação detida direta ou indiretamente - seja individual ou conjuntamente, como parte de um grupo colaborador (*samenwerkende groep*) - que confere influência definitiva sobre as decisões da entidade e permite ao titular de tal interesse determinar suas atividades (na aceção da jurisprudência do Tribunal de Justiça Europeu sobre o direito de liberdade de estabelecimento (*vrijheid van vestiging*)).

Impostos sobre Renda e Ganhos de Capital

Observe que o resumo nesta seção não descreve as considerações fiscais holandesas para:

- titulares de notas se tais titulares, e no caso de um indivíduo, seu parceiro ou alguns de seus parentes sanguíneos ou casamento em linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem uinteresse substancial (*aanmerkelijk belang*) ou considerado interesse substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF, de acordo com a Lei do Imposto de Renda Holandesa de 2001 (*Wet inkomstenbelasting 2001*). De modo geral, um titular de notas terá interesse substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de um indivíduo, sozinho ou conjuntamente a determinados parentes) (i) a propriedade de, o direito de adquirir a propriedade de, ou determinados direitos sobre, ações representativas de 5% ou mais do capital total emitido e em circulação da PGF ou do capital emitido e em circulação de qualquer classe de ações da PGF, ou (ii) a propriedade de, ou determinados direitos sobre, certificados de participação nos lucros (*winstbewijzen*) que se referem a 5% ou mais do lucro anual ou do produto da liquidação da PGF. Um interesse considerado substancial pode surgir caso um interesse substancial (ou parte dele) tenha sido alienado, ou seja, considerado alienado, em uma base de não reconhecimento;
- fundos de pensão, instituições de investimento (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de investimento isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Corporativa Holandesa de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*)) e outras entidades que são, no todo ou em parte, não sujeito ou isento de imposto de renda corporativo holandês; e
- titulares de notas que são indivíduos e para quem as notas ou qualquer benefício derivado das notas sejam uma remuneração ou considerada uma remuneração por atividades realizadas por tais titulares ou determinados indivíduos relacionados a esses titulares (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Holandesa de 2001).

Um titular de notas não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre a renda ou ganhos de capital em relação às notas, incluindo tal imposto sobre qualquer pagamento sob as notas ou em relação a qualquer ganho realizado na alienação, alienação considerada, resgate ou troca das notas, desde que:

- tal titular não seja residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- tal titular não possua, e não seja considerado como possuidor, de uma empresa ou interesse em uma empresa que, no todo ou em parte, seja efetivamente administrada nos Países Baixos ou mantida por meio de um estabelecimento (considerado) permanente (*vaste inrichting*) ou um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e a quem empresa ou parte de uma empresa, as notas são atribuíveis;
- se tal titular for um indivíduo que tais rendimentos ou ganhos de capital não formem "benefícios de atividades diversas nos Países Baixos" (*resultaat uit overige werkzaamheden* nos Países Baixos), incluindo, sem limitação, atividades nos Países Baixos com relação às notas que excedem a "gestão normal de ativos" (*normaal, actief vermogensbeheer*);

- se tal titular for uma entidade, o titular não terá direito a uma participação nos lucros da empresa nem a um co-direito ao patrimônio líquido da empresa, que é efetivamente administrado nos Países Baixos, exceto por meio de títulos, e a qual empresa as notas são atribuíveis; e
- se tal titular for um indivíduo, o titular não terá direito a uma participação nos lucros da empresa que seja efetivamente administrada nos Países Baixos, exceto por meio de títulos e à qual empresa os títulos são atribuíveis.

Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas em razão da execução, entrega ou cumprimento de seus direitos e obrigações relacionados às notas, à emissão das notas ou ao desempenho pela PGF de suas obrigações sob as notas.

Imposto sobre Doação e Herança

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:

- ocorra uma doação das notas em condição suspensiva por um indivíduo que, na data da doação, não era nem residente nem considerado residente nos Países Baixos. Tal indivíduo será residente ou considerado residente nos Países Baixos na data (i) do cumprimento da condição ou (ii) em seu falecimento, e se a condição do presente for cumprida após a data de seu falecimento; ou
- no caso de uma doação de notas por um indivíduo que, na data do presente ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, na data do cumprimento da condição não tenha sido residente nem considerado residente nos Países Baixos, tal indivíduo falecer dentro de 180 dias após a data da doação ou cumprimento da condição, enquanto for residente ou considerado residente nos Países Baixos.

Para efeitos de impostos holandeses sobre doação e herança, entre outros, uma pessoa que possua a nacionalidade holandesa 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 seu falecimento. Além disso, para fins de imposto holandês sobre doações, entre outros, uma pessoa que não possui nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos caso essa pessoa tenha residido nos Países Baixos em qualquer período, durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto de valor agregado (IVA)

Nenhum IVA holandês será devido por um titular das notas com relação a qualquer pagamento em consideração pela emissão das notas, ou com relação a qualquer pagamento pela PGF de principal, juros ou prêmio (se houver) sobre as notas.

Outros Impostos e Deveres

Nenhum outro imposto de registro holandês, ou qualquer outro imposto similar de natureza documental, como imposto de capital ou imposto de selo, será devido nos Países Baixos por ou em nome de um titular de 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.

O INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DE NOTAS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU DOS CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, jurídica, fundo 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 quanto aos títulos emitidos por ela, em favor de titulares não residentes, não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Juros, taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas pagáveis pela Petrobras como avalista residente 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 ou domiciliado em um "paraíso fiscal" (que é considerado um país ou jurisdição que não impõe nenhum imposto sobre renda ou que impõe esse imposto a uma taxa 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 - "paraíso fiscal"), caso em que 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 avalista seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o valor principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderão tentar impor o imposto de renda retido na fonte à 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 ao assunto, acreditamos que a remessa de fundos por nós como avalistas do pagamento do valor principal, o valor das notas não estará sujeito a imposto de renda

no Brasil, pois, o simples fato de o avalista 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 outro, 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 valor igual ao valor que tal titular não residente teria recebido, como se não houvesse tais impostos brasileiros (mais juros e respectivas penalidades) retidos. O devedor brasileiro, sujeito a determinadas exceções, pagará valores adicionais em relação a tal retenção ou dedução, para que o titular não residente receba o valor líquido devido.

Os ganhos na venda ou outra alienação das notas realizadas 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 geral de 0,38%. Outras taxas 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 ou 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 o titular de uma nota que é, para fins de renda federal dos Estados Unidos, um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma empresa nacional ou que, de outra forma, esteja sujeito aos impostos de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido relacionado às notas (um "titular norte-americano"). Este resumo é baseado no Código, seu histórico legislativo, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos Estados Unidos promulgados sob ele, decisões publicadas pelo IRS e decisões judiciais, todas em vigor na data deste documento, todas sujeitas a alterações ou divergências interpretações, 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 negociadores de valores mobiliários ou moedas, corretores de valores mobiliários que optam por prestar contas de seus investimentos em notas, com base no mark-to-market, empresas de investimento regulamentadas, organizações isentas de impostos, parcerias ou parceiros, 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, estrangeiro não residente, pessoas físicas presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias no ano fiscal, ou titulares norte-americanos, 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 materialmente diferentes para os investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não discute quaisquer considerações tributárias estrangeiras, estaduais ou locais ou o imposto Medicare sobre a receita líquida de investimento ou sob regras de tempo especiais prescritas na seção 451 (b) do Código da Receita Federal dos EUA. Este resumo se aplica apenas aos compradores originais de notas adquiridas pelo preço de emissão original e que mantiveram as notas como "ativos de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento). Os titulares americanos de notas denominadas em uma moeda diferente de dólar americano devem consultar seus consultores fiscais a respeito da aplicação das regras de ganho ou perda de moeda estrangeira às notas, e o tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida em relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVERÁ CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA ENDEREÇADAS AQUI, 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 norte-americano 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 norte-americano 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 mais de um valor de minimis, 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 a investidores em troca de dinheiro. Um titular norte-americano deve consultar seus próprios consultores fiscais sobre o preço de emissão de uma nota, em particular quando a nota tiver sido emitida de acordo com uma oferta de troca ou 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 norte-americano de uma nota, independente deste titular 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 ano fiscal em que o titular norte-americano possuir a nota. As porções diárias do OID em uma nota são determinadas alocando diariamente em qualquer período de acúmulo uma porção tributável do OID, alocável a esse período de acumulação. Em geral, no caso de um titular inicial, o valor do OID em uma nota alocável para cada período de acúmulo é determinado (i) multiplicando o "preço de emissão ajustado", conforme definido abaixo, da nota no início do período de acúmulo pelo rendimento até o vencimento da nota, e (ii) subtraindo desse produto a quantia de juros declarados qualificados alocáveis a esse período de acúmulo. Os titulares norte-americanos 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, conforme acumularem, antes do recebimento de dinheiro atribuível a essa receita. O "preço de emissão ajustado" de uma nota no início de qualquer período de acumulação será geralmente a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o valor de OID alocável a todos os períodos de acumulação 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 acumulação anteriores. O termo "juros declarados qualificados" geralmente significa juros declarados, que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou propriedade (exceto instrumentos de dívida do emissor), ao menos anualmente, durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa fixa de juros, ou sujeito a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

O rendimento de juros, incluindo OID, quanto às notas, constituirá rendimento de fonte estrangeira para fins de imposto de renda federal dos EUA e, com determinadas exceções, será tratada separadamente, juntamente com outros itens da "receita de categoria passiva", para fins de cálculo do valor estrangeiro de crédito fiscal permitido, de acordo com as leis de imposto de renda federal dos Estados Unidos. O cálculo de créditos fiscais estrangeiros envolve a aplicação de regras complexas que dependem das circunstâncias particulares de um titular norte-americano. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e o tratamento de valores adicionais.

Venda ou Disposição de Notas

Um titular norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital na venda, troca, retirada ou outra alienação de uma nota em um valor igual à diferença entre o valor realizado na venda, troca, aposentadoria ou outra alienação (exceto valores atribuíveis a juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tal), e a base tributável ajustada do titular norte-americano na nota. A base tributável ajustada de um titular dos EUA na nota, geralmente será igual ao custo do titular dos EUA para a nota acrescida de quaisquer valores incluídos na receita bruta por tal titular dos EUA, como OID, se houver, e reduzida por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados nessa nota. O ganho ou perda realizado por um titular norte-americano na venda, troca, aposentadoria 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 atendidas. O ganho ou perda realizado por um titular norte-americano será um ganho ou perda de capital, e um ganho ou perda de capital de longo prazo se as notas forem mantidas por mais de um ano. O valor líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um titular, pessoa física, geralmente está sujeito a tributação a taxas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeito a determinadas limitações.

Retenção Na Fonte e Relatórios de Informações

Um titular norte-americano pode, sob determinadas circunstâncias, estar sujeito à "retenção na fonte" quanto a determinados pagamentos a esse titular norte-americano, 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 na fonte e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. Qualquer valor retido, de acordo com essas regras, geralmente será creditado contra o passivo de imposto de renda federal dos EUA do titular norte-americano. Embora os titulares de fora dos EUA geralmente estejam isentos de retenção na fonte, um titular de fora dos EUA pode, em determinadas circunstâncias, ser obrigado a cumprir determinadas informações e procedimentos de identificação para provar o direito a esta isenção.

Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre quaisquer requisitos de relatórios adicionais que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação das notas.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Determinados titulares norte-americanos que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$50.000 no último dia do ano fiscal, ou US\$75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal, geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com suas declarações de imposto, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não americana, bem como títulos emitidos por um emissor não americano (que incluiria as notas), que não sejam mantidas em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais altos se aplicam a determinados indivíduos que vivem no exterior e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de relatório a determinadas entidades, que são tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros, especificados com base em determinados critérios objetivos. Os titulares norte-americanos que deixarem de relatar as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para lançamento do imposto seria suspenso, total ou parcialmente. Os investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores tributários a respeito da aplicação dessas regras a seus investimentos nos títulos, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.



Informações Adicionais

Lista de Anexos

No.	Descrição
1.1	Estatuto Social aditado da Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras, datado de 30 de novembro de 2020.
2.1	Escritura, datada em 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.9 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras International Finance Company no Form F-3, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 18 de dezembro de 2006 (Processos nºs. 333-139459 e 333-139459-01)).
2.2	Quarta Escritura Suplementar, datada em 30 de outubro de 2009, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporado por referência ao Anexo 2.36 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 20 de maio de 2010 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para os Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040, datado de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.38 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 20 de maio de 2010 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.4	Descrição dos Valores Mobiliários.
2.5	Contrato de Cessão Onerosa, datado em 3 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o Governo Federal Brasileiro e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporado por referência ao Anexo 2.47 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 26 de maio de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.6	Décima Escritura Suplementar, datada em 12 de dezembro de 2011, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente de Pagamento Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como Agente de Pagamento em Luxemburgo, referente aos Títulos Globais de 6,250% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 12 de dezembro de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.7	Garantia para os Títulos Globais de 6,250% com vencimento em 2026, datado em 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 12 de dezembro de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.8	Contrato de Depósito Alterado e Atualizado, datado em 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e detentores registrados e beneficiários efetivos periodicamente das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e o recibo de ADRs evidenciando ADSs representativas das ações ordinárias da Petrobras.
2.9	Contrato de Depósito Alterado e Atualizado, datado em 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e detentores registrados e beneficiários efetivos periodicamente das ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras, e o recibo de ADRs evidenciando ADSs representativas das ações preferenciais da Petrobras.
2.10	Alteração e Consolidação da Sétima Escritura Suplementar, datado em 6 de fevereiro de 2012, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 para Form 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 6 de fevereiro de 2012 (Processos nºs 001-15106 e 001-33121)).

2.11	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041, datada em 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 6 de fevereiro de 2012 (Processos nºs 001-15106 e 001-33121)).
2.12	Décima Terceira Escritura Suplementar, datado em 10 de fevereiro de 2012, entre Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 2 de abril de 2012 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.13	Escritura, datada em 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da Declaração de Registro no Form F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V., arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 29 de agosto de 2012 (Processos nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
2.14	Segunda Escritura Suplementar, datado em 1º de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente de pagamento, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, em relação aos Títulos Globais de 4,25% com vencimento em 2023 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 1 de outubro de 2012 (Processo nº. 001-15106)).
2.15	Terceira Escritura Suplementar, datado em 1º de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente de pagamento, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos Títulos Globais de 5,375%, com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 1º de outubro de 2012 (Processo nº. 001-15106)).
2.16	Garantia para os Títulos Globais de 4,25%, com vencimento em 2023, datada em 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 1º de outubro de 2012 (Processo nº 001-15106)).
2.17	Garantia para Títulos Globais de 5,375%, com vencimento em 2029, datada em 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 1º de outubro de 2012 (Processo nº 001-15106)).
2.18	Sexta Escritura Suplementar, datado em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 4,375%, com vencimento em 2023 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).
2.19	Sétima Escritura Suplementar, datado em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 5,625%, com vencimento em 2043 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).
2.20	Garantia para os Títulos Globais de 4,375%, com vencimento em 2023, datada em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).
2.21	Garantia para os Títulos Globais de 5,625% com vencimento em 2043, datada em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).

2.22	Contrato de Partilha de Produção, datado em 2 de dezembro de 2013, entre Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e CNOOC Petroleum Brasil Ltda., o Governo Federal Brasileiro, a Pré-Sal Petróleo S.A. — PPSA e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporada por referência ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 30 de abril de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.23	Décima Segunda Escritura Suplementar, datado em 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente de pagamento, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente de pagamento em Luxemburgo, em relação aos Títulos Globais de 4,750%, com vencimento em 2025 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº. 001-15106)).
2.24	Décima Terceira Escritura Suplementar, datada em 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como agente de pagamento de Luxemburgo, em relação aos Títulos Globais de 6,625%, com vencimento em 2034 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº. 001-15106)).
2.25	Garantia para os Títulos Globais de 4,750%, com vencimento em 2025, datada em 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.26	Garantia para os Títulos Globais de 6,625%, com vencimento em 2034, datada em 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.27	Décima Sexta Escritura Suplementar, datado em 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 6,250%, com vencimento em 2024 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Form 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.28	Décima Sétima Escritura Suplementar, datada em 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 7,250%, com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, entregue à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.30	Garantia para os Títulos Globais de 6,250%, com vencimento em 2024, datada em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Imobiliários em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.31	Garantia para os Títulos Globais de 7,250%, com vencimento em 2044, datada em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.32	Sétima Escritura Suplementar, datada em 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 15 de janeiro de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.33	Décima Quarta Escritura Suplementar, datada em 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 15 de janeiro de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.34	Primeira Emenda das Garantias, datada em 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em janeiro 15 de 2015 (Processo nº. 001-15106)).

2.35	Vigésima Escritura Suplementar, datada em 5 de junho de 2015, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 6,850%, com vencimento em 2115 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 5 de junho de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.36	Garantia para os Títulos Globais de 6,850%, com vencimento em 2115, datada em 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 5 de junho de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.37	Vigésima Segunda Escritura Suplementar, datada em 23 de maio de 2016, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionado aos Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 23 de maio de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.38	Vigésima Segunda Escritura Suplementar Alterada e Reformulada, datada em 13 de julho de 2016, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionada aos Títulos Globais de 8,750%, com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 13 de julho de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.39	Vigésima Quarta Escritura Suplementar, datada em 17 de janeiro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionada aos Títulos Globais de 7,375%, com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 17 de janeiro de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.40	Garantia para os Títulos Globais de 8,750% com vencimento em 2026, datada em 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 23 de maio de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.41	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 8,750%, com vencimento em 2026, datada em 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 13 de julho de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.42	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 7,375%, com vencimento em 2027, datada em 22 de maio de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.43	Vigésima Quarta Escritura Suplementar Alterado e Reapresentado, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionado aos Títulos Globais de 7,375%, com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.44	Décima Sétima Escritura Suplementar Alterado e Reformulado, datada em 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, em relação aos Títulos Globais de 7,250%, com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 a Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.45	Escritura, datada em 27 de setembro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 5,299%, com vencimento em 2025.
2.46	Escritura, datada em 27 de setembro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relacionado aos Títulos Globais de 5,999%, com vencimento em 2028.
2.47	Garantia para os Títulos Globais de 5,299%, com vencimento em 2025, datada em 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.96 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 27 de julho de 2018 (Processo nº. 333-226375)).
2.48	Garantia para os Títulos Globais de 5,999%, com vencimento em 2028, datada em 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.97 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 27 de julho de 2018 (Processo nº. 333-226375)).

2.49	Vigésima Quinta Escritura Suplementar, datada em 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionado aos Títulos Globais de 5,750%, com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 1º de fevereiro de 2018 (Processo nº 001-15106)).
2.50	Garantia para os Títulos Globais de 5,750% com vencimento em 2029, datada em 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 1º de fevereiro de 2018 (Processo nº 001-15106)).
2.51	Escritura, datada em 28 de agosto de 2018 entre a Petrobras e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 da Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance no Form F-3, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 28 de agosto de 2018 (Processos nºs. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.52	Escritura, datada em 28 de agosto de 2018 entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Form F-3, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 28 de agosto de 2018 (Processos nºs. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.53	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 5,750%, com vencimento em 2029, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.54	Vigésima Quinta Escritura Suplementar Alterada e Reformulada para os Títulos Globais de 5,750%, com vencimento em 2029, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K de Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.55	Garantia para os Títulos Globais de 6,90% com vencimento em 2049, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.56	Primeira Escritura Suplementar para os Títulos Globais de 6,90% com vencimento em 2049, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.57	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 7,250%, com vencimento em 2044, datada em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, entregue à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 22 de maio de 2017 (Processo nº 001-15106)).
2.58	Segunda Escritura Suplementar para os Títulos Globais de 5,600%, com vencimento em 2031, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106)).
2.59	Garantia para 5,600% de Títulos Globais com vencimento em 2031, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106)).
2.60	Terceira Escritura Suplementar para os Títulos Globais de 6,750%, com vencimento em 2050, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106)).
2.61	Garantia para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2050, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106)).

2.62	Segunda Escritura Suplementar Alterada e Reformulada para os Títulos Globais de 5,600%, com vencimento em 2031, datada em 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 21 de outubro de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.63	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais de 5,600%, com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 21 de outubro de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.65	Escritura, datada em 18 de setembro de 2019 entre Petrobras Global Finance B.V, e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.75 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance BV no Form F-4, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA, em 6 de julho de 2020 (conforme alterado em 28 de julho de 2020) (Processos nºs. 333-239714 e 333-239714-01).
2.66	Garantia para os Títulos Globais de 5,093%, com vencimento em 2030, datada em 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.73 à Declaração de Registro da Petrobras no Form F-4, arquivado com a SEC em 6 de julho de 2020 (conforme alterado em 28 de julho de 2020) (Processo nº. 333-239714)).
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 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 14 de julho de 2000 (Processo nº 333-12298)). Este foi um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, celebrado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com a versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 à Declaração de Registro da Petrobras no Form F-1 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos EUA em 14 de julho de 2000 (Processo nº. 333-12298)). Este foi um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC. Até o momento oito Aditivos GSA foram concluídos desde sua celebração em 16 de agosto de 1996, portanto, o GSA permanece em vigor.
8.1	Lista de Subsidiárias
12.1	Certificações de Acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificações de Acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de Consentimento da KPMG.
15.2	Carta de Consentimento de DeGolyer e MacNaughton.
15.3	Produção de Hidrocarbonetos por Área Geográfica.
15.4	Lista das Nossas Embarcações.
99.1	Relatório de Terceiros da DeGolyer e MacNaughton.
101.INS	Documento de Exemplificação XBRL
101.SCH	Documento de Esquema de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento Linkbase de Cálculo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento Linkbase de Definição de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento Linkbase do Rótulo da Extensão da Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento Linkbase de Apresentação da Extensão da Taxonomia XBRL.

Assinaturas

O registrante, por meio deste, certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento do Form 20-F e garantiu que esse relatório anual fosse devidamente assinado em seu nome, por meio dos signatários abaixo, para estes fins devidamente autorizados, na Cidade do Rio de Janeiro, em 24 de Março de 2021.

Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS

Por: _____

Nome: Roberto da Cunha Castello Branco

Cargo: Presidente

Por: _____

Nome: Andrea Marques de Almeida

Cargo: Diretora Executiva Financeira e de Relacionamento
com Investidores

Abreviações

bbbl	Barris
bbbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhões de pés cúbicos
bn	Bilhões (milhares de milhões)
bnbbbl	Bilhões de barrís
bncf	Bilhões de pés cúbicos
bnm ³	Bilhões de metros cúbicos
bnboe	Bilhões de barrís de óleo equivalente
boe	Barrís de óleo equivalente
boed	Barris de óleo equivalente por dia
cf	Pés cúbicos
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m ³	Metro cúbico
mdbl	Mil barrís
mdbl/d	Mil barrís por dia
mboe	Milhares de barrís de óleo equivalente
mboed	Milhares de barrís de óleo 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 /y	Mil metros cúbicos por ano
mdbl	Milhões de barrís
mdbl/d	Milhões de barrís por dia
mdblboe	Milhões de barrís de óleo equivalente
mdblboed	Milhões de barrís de óleo 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
mmt	Milhões de toneladas métricas
mmt/y	Milhões de toneladas métricas por ano
MW	MW
MWavg	Quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) em que tal energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de energia fornecido ou demandado por uma hora
ppm	Partes por milhão
R\$	Reais brasileiros
t	Tonelada métrica
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
US\$	Dólares americanos
/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 óleo
1 boe	=	1 barril de equivalente de petróleo bruto	=	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 quilos de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (assumindo um índice de pressão atmosférica de gravidade de 37° API)

Índice Remissivo para o Form 20-F

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	Disclaimer	6
	Glossário de Alguns Termos Usados neste Relatório Anual	9
	Quem Somos	20
	Visão Geral	21
PARTE I		
Item 1.	Identidade dos Conselheiros de Administração, Alta Administração e Consultores	<i>Não se aplica</i>
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Esperado	<i>Não se aplica</i>
Item 3.	Principais informações	
	A. Dados Financeiros Seleccionados	<i>Não se aplica</i>
	B. Capitalização e endividamento	<i>Não se aplica</i>
	C. Motivos para a oferta e uso dos recursos	<i>Não se aplica</i>
	D. Fatores de Risco	Riscos (Fatores de Risco) 31
Item 4.	Informações sobre a Empresa	
	A. Histórico e desenvolvimento da empresa	Quem Somos (Visão Geral) 21
	B. Visão geral do negócio	<i>Disclaimer</i> (Documentos em Exibição); Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Gestão de Portfólio); Plano Estratégico; Aspectos Legais e Fiscais (Regulamentação); Aspectos Legais e Fiscais (Contratos Relevantes) 8; 21; 143; 163; 309; 318
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão Geral); Anexo 8.1 – Lista de Subsidiárias 21
	D. Propriedade, instalações e equipamentos	Nossos Negócios; Plano Estratégico; Aspectos Legais e Fiscais (Regulamentação) 63; 163; 309
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 206
	B. Liquidez e Recursos de Capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 224
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças etc.	Plano Estratégico (Transformação Digital) 174
	D. Informações sobre Tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 63; 30; 206
	E. Arranjos fora do balanço patrimonial	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Outras Informações) 237
	F. Divulgação tabular de obrigações contratuais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Outras Informações) 237
	G. Disposições legais	<i>Disclaimer</i> (Declarações Prospectivas) 6

Item 6.	Conselheiros de Administração, Alta Administração e Empregados		
	A. Conselheiros de Administração e Alta Administração	Desenvolvimentos Recentes; Gestão e Empregados (Gestão)	27; 240
	B. Remuneração	Gestão e Empregados	240; Nota Explicativa 18 das Demonstrações Financeiras
	C. Práticas do Conselho	Gestão e Empregados (Gestão)	240
	D. Empregados	Gestão e Empregados (Empregados)	262
	E. Propriedade de Ações	Informações aos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Gestão e Empregados (Gestão)	286; 288; 240
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas		
	A. Principais Acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas)	288
	B. Transações com partes relacionadas	Gestão e Empregados (Gestão)	240, Nota Explicativa 37 das Demonstrações Financeiras
	C. Interesses de especialistas e advogados	<i>Não se aplica</i>	
Item 8.	Informações Financeiras		
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações Financeiras; Aspectos Legais e Fiscais (Processos Judiciais); Informações aos Acionistas (Dividendos)	F-1; 324; 300
	B. Mudanças Significativas	<i>Não se aplica</i>	
Item 9.	Oferta e Listagem		
	A. Detalhes de oferta e listagem	<i>Não se aplica</i>	
	B. Plano de distribuição	<i>Não se aplica</i>	
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem)	286
	D. Acionista vendedor	<i>Não se aplica</i>	
	E. Diluição	<i>Não se aplica</i>	
	F. Despesas de emissão	<i>Não se aplica</i>	
Item 10.	Informações Adicionais		
	A. Capital social	<i>Não se aplica</i>	
	B. Memorando e contrato social	Informações aos Acionistas (Direitos dos Acionistas); Meio Ambiente, Social e Governança (Governança Corporativa)	293; 199; Exhibit 1.1
	C. Contratos Relevantes	Aspectos Legais e Fiscais (Contratos Relevantes)	318
	D. Controles de câmbio	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros)	305
	E. Tributação	Aspectos Legais e Fiscais (Tributos)	334
	F. Dividendos e agentes de pagamento	<i>Não se aplica</i>	
	G. Declarações de especialistas	Nossos Negócios (Exploração e Produção)	64
	H. Documentos em Exibição	Disclaimer	9
	I. Informações subsidiárias	<i>Não se aplica</i>	

Item 11.	Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Riscos de Mercado	Riscos (Divulgações Sobre Riscos de Mercado)	57
Item 12.	Descrição de Valores Mobiliários que não sejam Títulos de Dívidas		
	A. Títulos de Dívidas	<i>Não se aplica</i>	
	B. Garantias e Direitos	<i>Não se aplica</i>	
	C. Outros Títulos	<i>Não se aplica</i>	
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros)	305
PARTE II			
Item 13.	Padrões, Dividendos em Atraso e Inadimplências	<i>Não há</i>	
Item 14.	Modificações Materiais nos Direitos dos Titulares de Valores Mobiliários e ao Uso dos Recursos	<i>Não há</i>	
Item 15.	Controles e Procedimentos.	<i>Compliance</i> e Controles Internos (<i>Compliance</i>)	274
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Gestão e Empregados (Gestão)	240
Item 16B.	Código de Conduta Ética	<i>Compliance</i> e Controles Internos	273
Item 16C.	Honorários de Auditoria e Serviços do Auditor Externo	Gestão e Empregados (Gestão)	240
Item 16D.	Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Gestão e Empregados (Gestão)	240
Item 16E.	Aquisição de Títulos de Dívidas pelo Emissor e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros)	305
Item 16F.	Mudança no Contador de Certificação do Registrante	<i>Não se aplica</i>	
Item 16G.	Governança Corporativa	Gestão e Empregados (Gestão)	240
Item 16H.	Divulgação de Segurança de Minas	<i>Não se aplica</i>	
PARTE III			
Item 17.	Demonstrações Financeiras	<i>Não se aplica</i>	
Item 18.	Demonstrações Financeiras	Demonstrações Financeiras	F-1
Item 19.	Anexos	Anexos	359
		Assinaturas	365
		Abreviações	366
		Tabela de Conversão	367
		Índice Remissivo para o Form 20-F	368



DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

*Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 com relatório de
revisão da firma registrada de auditoria independente
(Tradução livre do original em inglês)*

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras consolidadas.....	F-3
Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros	F-10
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO	F-11
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA	F-12
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA	F-13
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA	F-14
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA	F-15
1. A companhia e suas operações	F-16
2. Base de elaboração.....	F-17
3. Sumário das principais práticas contábeis.....	F-18
4. Estimativas e julgamentos relevantes	F-18
5. Novas normas e interpretações.....	F-25
6. Contexto, ações de resiliência e impactos causados pela COVID-19	F-25
7. Gestão de capital	F-29
8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	F-29
9. Receita de vendas.....	F-30
10. Custos e Despesas por natureza	F-33
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	F-34
12. Resultado financeiro líquido	F-34
13. Resultado por Segmento.....	F-35
14. Contas a receber	F-39
15. Estoques.....	F-41
16. Fornecedores	F-42
17. Tributos	F-42
18. Salários, férias, encargos e participações.....	F-47
19. Benefícios concedidos a empregados	F-49
20. Processos judiciais e contingências.....	F-62
21. Provisões para desmantelamento de áreas	F-69
22. Outros ativos e passivos.....	F-70
23. Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia.....	F-71
24. Compromisso de compra de gás natural	F-73
25. Imobilizado.....	F-74
26. Intangível.....	F-76
27. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	F-79
28. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural	F-88
29. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo	F-90
30. Parcerias em atividades de exploração e produção.....	F-91
31. Investimentos.....	F-94
32. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias	F-98
33. Informações por Segmento - Ativo	F-105
34. Financiamentos	F-105
35. Arrendamentos	F-109
36. Patrimônio líquido.....	F-111
37. Valor justo dos ativos e passivos financeiros	F-115
38. Gerenciamento de riscos	F-115
39. Partes relacionadas	F-124
40. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	F-128
41. Eventos subsequentes.....	F-128
42. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras	F-130
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)	F-131



KPMG Auditores Independentes

Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro

20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Telefone +55 (21) 2207-9400

kpmg.com.br

Aos Acionistas e ao Conselho de Administração da

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

Rio de Janeiro – RJ

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras consolidadas

(Uma tradução livre do original em inglês)

Opinião sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras

Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias (“Companhia”) em 31 de dezembro 2020 e 2019, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2020, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas “demonstrações financeiras consolidadas”). Também auditamos os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2020, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas, referidas acima, apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e 2019, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2020, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo International Accounting Standards Board. Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos materiais, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2020, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

Mudança de princípio contábil

Conforme nota 2.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia alterou seu método de contabilização dos contratos de arrendamento mercantil a partir de 1º de janeiro de 2019, devido à adoção do IFRS 16 “Arrendamento”.

Base para opiniões

A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras, incluída no relatório da administração sobre os controles internos relacionados ao processo de preparação e divulgação das

demonstrações financeiras. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude, e de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras são efetivos em todos os aspectos materiais.

Nossas auditorias das demonstrações financeiras consolidadas incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações financeiras consolidadas, incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações financeiras consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza material existe e testar e avaliar o desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossas auditorias também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Definições e Limitações dos Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras

Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas podem não evitar ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos pode deteriorar.

Assuntos críticos de auditoria

Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria, ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Avaliação de mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Notas Explicativas 4.4 e 19 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria a seus empregados. Em 31 de dezembro de 2020, os benefícios definidos das obrigações destes planos de pensão e médico eram USD 16.069 milhões. A mensuração dos benefícios definidos da obrigação desses planos requer a determinação de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata profissionais atuários externos para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na avaliação dos benefícios definidos da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a determinação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria. Foi requerida subjetividade no julgamento do auditor, pois pequenas mudanças taxa de desconto e os custos médicos projetados usados para determinar os benefícios definidos da obrigação para planos de pensão e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinar os benefícios definidos da obrigação dos planos de pensão e de saúde. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos profissionais atuários externos contratados para auxiliar no processo de determinação avaliação das premissas atuariais e na avaliação dos benefícios definidos o cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde. Isso incluiu a avaliação da natureza e escopo do trabalho realizado por esses profissionais, e suas qualificações profissionais e experiências; e
- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avaliação da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos projetados, incluindo a comparação com dados obtidos de fontes externas.

Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas 4.1(b), 4.2, 4.3 e 27 das demonstrações financeiras consolidadas, para o teste de redução ao valor recuperável dos ativos, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa (“UGC”), estima o valor recuperável de cada UGC, e compara o valor recuperável com os valores contabilizados para cada UGC. O valor contábil da UGC de exploração e produção em 31 de dezembro de 2020 era de USD 42.421 milhões. Para o ano findo em 31 de dezembro de 2020,

o valor da perda com redução ao valor recuperável relacionada com a UGC de exploração e produção era de USD 7.316 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável da UGC de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria. Um alto grau de complexidade e subjetividade no julgamento do auditor foi envolvido na avaliação das definições destas UGCs e na estimativa do valor recuperável. A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. Os fluxos de caixa futuros esperados usados para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas como: preço médio do petróleo (Brent); taxa de câmbio; gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas alterações na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs pela Companhia, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;
- para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o exercício, analisamos os fatores operacionais considerados pela Companhia quando da definição das mudanças comparando-os com dados obtidos de fontes internas e externas;
- nós avaliamos a determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes estimados certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia, para uma seleção de UGCs, com dados históricos de produção;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos especialistas externos em reservas contratados pela Companhia para certificar o volume estimado de reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional;
- nós avaliamos uma seleção de UGCs os gastos capitalizáveis e operacionais, comparando os mesmos com o último plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo;
- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2020 para uma seleção de UGCs; e
- adicionalmente, envolvemos profissionais de *Valuation* com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação de certas premissas utilizadas no teste de *impairment* como a taxa de desconto, o preço médio do petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias

Conforme Notas Explicativas 4.5 e 20 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia é parte em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga um passivo contingente quando a probabilidade de saída de caixa para quitação de uma obrigação presente for considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Identificamos a avaliação das provisões reconhecidas e/ou divulgadas para certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias como um assunto crítico de auditoria. O desafio ao julgamento e esforços do auditor foi requerido devido à natureza subjetiva dessas estimativas e premissas. Especificamente julgamentos sobre a probabilidade de uma saída de caixa e a estimativa dos valores dessas saídas.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e da estimativa dos valor dessas saídas, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;
- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos advogados, internos e externos, que definem a probabilidade de perda e a estimativa do valor de perda. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;
- nós obtivemos e avaliamos as cartas recebidas diretamente dos advogados externos da Companhia, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores de perda. Para determinadas causas, nós comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a suficiência adequação das divulgações efetuadas pela Companhia; e
- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas dos valore a serem pagos comparando uma amostra de valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões reconhecidas no exercício anterior;

Estimativa de provisões para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas 4.1(c), 4.6 e 21 das demonstrações financeiras consolidadas. A Companhia registrou provisões para desmantelamento de áreas, que refletem a obrigação de restaurar o meio ambiente e desmantelar e remover os estruturas de produção de petróleo e gás natural quando do abandono. Em 31 de dezembro de 2020, o valor contábil da provisão para desmantelamento de áreas era USD 18.780 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a natureza e a extensão do reparo ambiental, e do trabalho de desmantelamento e remoção, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um assunto crítico de auditoria. Foi necessária subjetividade no julgamento do auditor para a avaliação das premissas-chave usadas na estimativa como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido pelo contrato e regulações,



os critérios que serão atingidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer, e os custos e prazos dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo para o abandono, e os custos estimados de desmantelamento;
- nós avaliamos a estimativa de prazo até o abandono usada pela Companhia através da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural utilizadas na estimativa, com os volumes estimados de reservas certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia;
- nós avaliamos a estimativa do custo de desmantelamento comparando certas premissas-chave com relatórios externos da indústria;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos engenheiros internos que estimam as curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além do especialista externo em reservas contratado pela Companhia para certificar o volume estimado de reservas. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;
- nós avaliamos a habilidade da Companhia na estimativa do custo de desmantelamento futuro comparando uma seleção de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás durante o exercício com as provisões para desmantelamento de áreas registrada no exercício anterior;

/s/ KPMG Auditores Independentes

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro – Brasil
24 de março de 2021

Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos (“PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board”)

KPMG Auditores Independentes



CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Relatório original em inglês foi assinado por

Marcelo Gavioli

Contador CRC 1SP201409/O-1

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros

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 nossa Diretora Financeira 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 para fins externos, de acordo com as normas internacionais (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles 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 2020, 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.

Roberto Castello Branco
Presidente

Andrea Marques de Almeida
Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2020	2019	Passivo	Nota	2020	2019
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4.1	11.711	7.372	Fornecedores	16	6.859	5.601
Títulos e valores mobiliários	4.2	659	888	Financiamentos	34.1	4.186	4.469
Contas a receber, líquidas	14.1	4.731	3.762	Arrendamentos	35	5.698	5.737
Estoques	15	5.677	8.189	Imposto de renda e contribuição social	17.1	198	276
Imposto de renda e contribuição social	17.1	418	2.493	Impostos e contribuições	17.1	2.636	3.424
Impostos e contribuições	17.1	2.177	1.051	Dividendos propostos	36.5	858	1.558
Outros ativos	22	1.230	1.493	Salários, férias, encargos e participações	18	1.953	1.645
		26.603	25.248	Planos de pensão e saúde	19	1.549	887
Ativos classificados como mantidos para venda	32	785	2.564	Outros passivos	22	1.603	1.973
		27.388	27.812			25.540	25.570
				Passivos associados a ativos mantidos para venda	32	685	3.246
						26.225	28.816
Não circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Financiamentos	34.1	49.702	58.791
Contas a receber, líquidas	14.1	2.631	2.567	Arrendamentos	35	15.952	18.124
Títulos e valores mobiliários	8.2	44	58	Imposto de renda e contribuição social	17.1	357	504
Depósitos judiciais	20.2	7.281	8.236	Imposto de renda e contribuição social diferidos	17.4	195	1.760
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.4	6.451	1.388	Planos de pensão e saúde	19	14.520	25.607
Impostos e contribuições	17.1	3.158	3.939	Provisão para processos judiciais e administrativos	20.1	2.199	3.113
Outros ativos	22	635	1.503	Provisão para desmantelamento de áreas	21	18.780	17.460
		20.200	17.691	Outros passivos	22	2.204	1.350
						103.909	126.709
				Total do passivo		130.134	155.525
				Patrimônio líquido			
Investimentos	31	3.273	5.499	Capital social realizado	36.1	107.101	107.101
Imobilizado	25	124.201	159.265	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.064	1.064
Intangível	26	14.948	19.473	Reservas de lucros		65.917	65.627
		162.622	201.928	Outros resultados abrangentes		(114.734)	(100.469)
				Patrimônio líquido Petrobras		59.348	73.323
				Atribuído aos acionistas não controladores	31.5	528	892
				Patrimônio líquido Total		59.876	74.215
Total do ativo		190.010	229.740	Total do passivo e patrimônio líquido		190.010	229.740

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2020	2019	2018
Receita de vendas	9	53.683	76.589	84.638
Custo dos produtos e serviços vendidos	10.1	(29.195)	(45.732)	(52.184)
Lucro bruto		24.488	30.857	32.454
Despesas				
Vendas	10.2	(4.884)	(4.476)	(3.827)
Gerais e administrativas	10.3	(1.090)	(2.124)	(2.239)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	28	(803)	(799)	(524)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(355)	(576)	(641)
Tributárias		(952)	(619)	(670)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	27	(7.339)	(2.848)	(2.005)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	998	1.199	(5.760)
		(14.425)	(10.243)	(15.666)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		10.063	20.614	16.788
Receitas financeiras		551	1.330	2.381
Despesas financeiras		(6.004)	(7.086)	(5.675)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(4.177)	(3.008)	(3.190)
Resultado financeiro líquido	12	(9.630)	(8.764)	(6.484)
Resultado de participações em investidas	31.3	(659)	153	523
Lucro antes dos impostos		(226)	12.003	10.827
Imposto de renda e contribuição social	17.3	1.174	(4.200)	(4.256)
Lucro (prejuízo) do exercício das operações continuadas		948	7.803	6.571
Lucro (prejuízo) do exercício das operações descontinuadas		-	2.560	843
Lucro (prejuízo) do exercício		948	10.363	7.414
Acionistas da Petrobras		1.141	10.151	7.173
Resultado proveniente de operações continuadas		1.141	7.660	6.572
Resultado proveniente de operações descontinuadas		-	2.491	601
Acionistas não controladores		(193)	212	241
Resultado proveniente de operações continuadas		(193)	143	(1)
Resultado proveniente de operações descontinuadas		-	69	242
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	36.6	0,09	0,78	0,55

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2020	2019	2018
Lucro (prejuízo) do exercício	948	10.363	7.414
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos			
Reconhecidos no patrimônio líquido	2.415	(5.589)	(3.130)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(127)	1.491	(119)
	2.288	(4.098)	(3.249)
Resultados não realizados com títulos patrimoniais mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(2)	-	(5)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1	-	2
	(1)	-	(3)
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			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(21.460)	(3.510)	(8.950)
Transferidos para o resultado	4.720	3.136	3.315
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.690	126	1.916
	(11.050)	(248)	(3.719)
Ajustes acumulados de conversão em investidas (*)			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(5.211)	(1.465)	(6.409)
Transferidos para o resultado	-	34	-
	(5.211)	(1.431)	(6.409)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(378)	69	(135)
Transferidos para o resultado	43	-	-
	(335)	69	(135)
Outros resultados abrangentes:	(14.263)	(5.708)	(13.515)
Resultado Abrangente Total	(13.315)	4.655	(6.101)
Acionistas não controladores	(189)	186	65
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras	(13.126)	4.469	(6.166)

(*) Inclui, no Consolidado efeito de US\$ 900, credor (efeito de US\$ 342, credor, em 30 de setembro de 2019), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2020	2019	2018
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) do período	948	10.363	7.414
Ajustes para:			
Resultado das operações descontinuadas	-	(2.560)	(843)
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	(1.001)	2.086	2.018
Resultado de participações em investidas	659	(153)	(523)
Depreciação, depleção e amortização	11.445	14.836	11.912
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	7.339	2.848	2.005
Perdas de crédito esperadas	144	87	91
Baixa de poços secos	456	308	87
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	11.094	8.460	7.941
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(1.743)	2.798	370
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	981	950	31
Ajuste a valor de mercado dos estoques	375	15	421
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	(3.173)	-	-
Resultado com alienações, baixas de ativos e resultado na remensuração de part.societárias	(456)	(6.012)	(416)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	(276)	(60)	-
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber	1	2.233	(1.535)
Estoques	724	(281)	(2.108)
Depósitos Judiciais	(859)	(2.144)	(2.040)
Depósitos vinculados a <i>Class Action</i>	-	1.819	(2.019)
Outros ativos	159	(219)	461
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores	216	(989)	858
Impostos, taxas e contribuições	3.246	225	2.265
Planos de pensão e de saúde	(1.048)	(1.882)	(1.002)
Provisão para processos judiciais	(261)	(3.767)	1.686
Salários, férias, encargos e participações	781	185	529
Provisão para desmantelamento de áreas	(482)	(512)	(500)
Acordo com autoridades norte americanas	-	(768)	(85)
Outros passivos	(47)	(259)	996
Imposto de renda e contribuição social pagos	(332)	(2.330)	(2.567)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais das atividades continuadas	28.890	25.277	25.447
Atividades de operações descontinuadas	-	323	906
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	28.890	25.600	26.353
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(5.874)	(8.556)	(11.905)
Excedente de Cessão Onerosa	-	(15.341)	-
Adições em investimentos	(942)	(7)	(44)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	1.997	10.413	5.791
Revisão Cessão Onerosa	-	8.361	-
Investimentos em títulos e valores mobiliários	66	198	704
Dividendos recebidos/outros	243	1.436	994
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos das atividades continuadas	(4.510)	(3.496)	(4.460)
Operações descontinuadas - Recursos líquidos gerados(utilizados) nas ativ.de investimentos	-	1.812	(44)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	(4.510)	(1.684)	(4.504)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Participação de acionistas não controladores	(67)	(29)	43
Captações	17.023	7.464	10.707
Amortizações de principal - financiamentos	(25.727)	(27.273)	(34.013)
Amortizações de juros - financiamentos	(3.157)	(4.501)	(5.703)
Amortizações de arrendamentos	(5.880)	(5.207)	-
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	(1.367)	(1.877)	(625)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(84)	(138)	(103)
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de financiamentos das atividades	(19.259)	(31.561)	(29.694)
Operações descontinuadas - Recursos líquidos gerados (utilizados) pelas atividades de	-	(508)	(156)
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de financiamentos	(19.259)	(32.069)	(29.850)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(773)	1.631	(619)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	4.348	(6.522)	(8.620)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	7.377	13.899	22.519
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	11.725	7.377	13.899

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis intermediárias.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões		Transações de Capital	Outros resultados abrangentes				Reservas de Lucros							Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações		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				
Saldo em 1 de janeiro de 2018	107.380	(279)	1.067	(61.043)	(9.573)	(10.015)	(811)	7.919	2.182	720	42.235	-	(222)	79.560	1.685	81.245	
		107.101	1.067				(81.442)					53.056	(222)	79.560	1.685	81.245	
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	-	4	-	-	-	
Ações em Tesouraria	-	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	
Transação de capital	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	115	117	
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.173	-	7.173	241	7.414	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(6.273)	(3.719)	(3.209)	(138)	-	-	-	-	-	-	(13.339)	(176)	(13.515)	
Destinações:																	
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	338	270	203	4.294	-	(5.105)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.850)	(1.850)	(234)	(2.084)	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	107.380	(279)	1.067	(67.316)	(13.292)	(13.224)	(953)	8.257	2.452	923	46.529	-	-	71.544	1.631	73.175	
		107.101	1.067				(94.785)					58.161	-	71.544	1.631	73.175	
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-	2	-	-	-	
Transação de capital	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(658)	(661)	
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.151	-	10.151	212	10.363	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(1.405)	(248)	(4.098)	69	-	-	-	-	-	-	(5.682)	(26)	(5.708)	
Destinações:																	
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	488	250	179	6.549	-	(7.466)	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.687)	(2.687)	(267)	(2.954)	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	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	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	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 lucro 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	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

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. Em 13 de fevereiro de 2020, a companhia teve seu pedido de desvinculação ao Programa Destaque em Governança de Estatais B3, solicitado em 29 de janeiro de 2020, aprovado.

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 Setor Elétrico (Lei nº 10.438/02). 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 24 de março de 2021, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Operação Descontinuada

Após a alienação adicional da participação da Companhia na subsidiária Petrobras Distribuidora (BR), realizada por meio de oferta pública secundária (*follow-on*) em julho de 2019, a Petrobras deixou de ser controladora da BR.

Além disso, todos os requisitos foram atendidos para classificar este investimento como uma operação descontinuada, de acordo com o IFRS 5 - Ativos Não Circulantes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas, uma vez que representava uma importante linha de negócios separada. Dessa forma, na demonstração consolidada do resultado e fluxos de caixa, o lucro líquido, os fluxos de caixa operacionais, de investimentos e de financiamento relativos à BR são apresentados em linhas separadas, como um valor líquido das operações descontinuadas.

2.3. Adoção inicial de nova norma contábil

Em 1º de janeiro de 2019, a Companhia adotou o IFRS 16 - Arrendamentos. Dentre as alterações decorrentes do IFRS 16, esta norma eliminou a classificação dos arrendamentos como arrendamentos operacionais ou financeiros para arrendatários, proporcionando um único modelo de contabilidade do arrendatário em que todos os arrendamentos resultam no reconhecimento de um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento.

Após a adoção do IFRS 16, os pagamentos de arrendamentos operacionais não são debitados no resultado pelo regime de competência. Em vez disso, a depreciação do direito de uso de um ativo arrendado, bem como as despesas financeiras e os ganhos ou perdas cambiais sobre o passivo do arrendamento, são reconhecidos na demonstração do resultado.

Na demonstração dos fluxos de caixa, os pagamentos do arrendamento anteriormente apresentados nas atividades operacionais e de investimento são apresentados como atividades de financiamento, compreendendo a liquidação das obrigações do arrendamento. No entanto, tal mudança não afeta o saldo de caixa e equivalentes de caixa da Companhia.

2.4. 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-20	Set-20	Jun-20	Mar-20	Dez-19	Set-19	Jun-19	Mar-19	Dez-18	Set-18	Jun-18	Mar-18
Taxa média trimestral	5,39	5,38	5,39	4,47	4,12	3,97	3,92	3,77	3,81	3,95	3,61	3,24
Taxa ao final do período	5,20	5,64	5,48	5,20	4,03	4,16	3,83	3,90	3,87	4,00	3,86	3,32

2.5. Ordem de apresentação das notas explicativas

Conforme recomendado na Estrutura Conceitual para Relatórios Financeiros, as expectativas dos usuários das demonstrações financeiras em relação aos retornos da Companhia dependem de sua avaliação do valor, tempo e incerteza de (as perspectivas de) fluxos de caixa líquidos futuros para a entidade e em sua avaliação de a administração dos recursos econômicos da entidade pela administração.

Portanto, a ordem das notas explicativas alinha as demonstrações financeiras da Companhia com a visão dos usuários, além de enfatizar a importância da Gestão Estratégica da Companhia.

Assim, após as notas explicativas que apresentam a Companhia e suas operações, e aquelas relacionadas à estrutura conceitual aplicada na preparação das demonstrações financeiras, procede-se à nota explicativa sobre Gerenciamento de Capital, seguida das demais notas, segregadas pelas atividades como estabelecido na demonstração dos fluxos de caixa.

3. Sumário das principais práticas contábeis

As principais práticas contábeis utilizadas na preparação das demonstrações financeiras anuais da Companhia, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, são consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações financeiras de exercícios anteriores. Para facilitar a coesão e a compreensão, as práticas contábeis são apresentadas ao final de cada nota explicativa..

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.

Os impactos da COVID-19 e seus efeitos no ambiente econômico foram considerados na preparação destas demonstrações financeiras e os resultados da revisão das premissas estão apresentados na nota 6.

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 dados 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 também 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 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 - ANP/f- SPE). As principais diferenças entre esses critérios estão associadas, principalmente, 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 25.3.

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 25.3.

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, que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. 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 um 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 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).

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 UGCs, uma vez que, por exemplo, o preço do Brent impacta diretamente as receitas de vendas e margens de refino da companhia, enquanto a taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real impacta essencialmente 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 nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, 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, bem como 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 27.1.5.

4.3. 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. Alterações nas UGCs podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente. As definições 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 31 de dezembro de 2020, as UGCs do segmento de Exploração e Produção somavam 132 campos e 30 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 27.
- ii. As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de 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 dos ativos logísticos e de refino, 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 petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;
- ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): ativos referentes ao trem 1 do Comperj. Encontra-se em construção apenas o módulo de utilidades, infraestrutura necessária para atendimento à UPGN do projeto integrado rota 3. Os ativos são testados isoladamente.
- iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
- iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro. Em 2020 houve a exclusão dos navios Cartola e Ataulfo Alves da UGC em função do encerramento de suas operações. Esses navios passaram a ser testados isoladamente;
- v. UGC PANAMAX: navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514);
- vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- vii. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
- viii. 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 Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos) e as unidades de processamento de gás natural (UPGN), consolidando os segmentos de compra, transporte e tratamento do gás natural, de modo a viabilizar a comercialização de gás natural e seus líquidos (GLP, LGN e ETANO). Durante 2020, a administração decidiu pela paralisação das operações da UPGN Atalaia, que passa a ser testada isoladamente;
- ii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados, testadas isoladamente

- iii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoelétricas (UTE).
- iv. UGC Termocamaçari: ativos da UTE Termocamaçari, testadas isoladamente em função da falta de perspectiva de operação futura.
- 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.

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 fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e
- ii. UGC Quixadá: Usina de Biodiesel Quixadá-CE, testada isoladamente em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

Investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, incluindo *goodwill*, são avaliados quanto à perda por redução ao valor recuperável separadamente.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 27.

4.4. 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 19.

4.5. 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.

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 20.

4.6. 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 21.

4.7. 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 17.

4.8. 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.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 38.3.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 23, 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 da investigação Lava Jato 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 2020 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.10. 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..

4.11. 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.

4.12. 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. A companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas de seus assessores jurídicos, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis a legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza

5. Novas normas e interpretações

5.1. Novos IFRS ainda não adotados

Norma	Descrição	Efetiva em
<i>Interest Rate Benchmark Reform – Phase 2. Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 and IFRS 16.</i>	As alterações normativas estão relacionadas à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR) resultante das recomendações estabelecidas no relatório do Financial Stability Board (FSB). As emendas estabelecem novos requerimentos sobre: base para determinação dos fluxos de caixa contratuais dos ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado no escopo do IFRS 9, passivos de arrendamento; contabilidade de hedge; e divulgações.	1º de janeiro de 2021, aplicação retrospectiva com determinadas exceções
<i>Annual Improvements to IFRS® Standards 2018–2020.</i>	As emendas alteram requerimentos relacionados a: controlada como adotante inicial dos IFRS (IFRS 1-First-time Adoption of International Financial Reporting Standards); taxas a serem consideradas para avaliar o desreconhecimento de um passivo financeiro (IFRS 9-Financial Instruments); e fluxos de caixa para tributação ao mensurar o valor justo (IAS 41-Agriculture). Adicionalmente, as emendas alteram determinado exemplo ilustrativo contido no IFRS 16-Leases.	1º de janeiro de 2022, aplicação prospectiva.
<i>Reference to the Conceptual Framework - Amendments to IFRS 3</i>	As emendas atualizam determinada referência no IFRS 3 à estrutura conceitual mais recente, bem como inclui requerimentos adicionais relativos a obrigações no escopo dos pronunciamentos IAS 37 - Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets e IFRIC 21-Levies. Adicionalmente, as emendas orientam que o comprador não deve reconhecer ativos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios.	1º de janeiro de 2022, aplicação prospectiva.
<i>Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract - Amendments to IAS 37</i>	Estabelece alterações no IAS 37-Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets para esclarecer o que compreende os custos de cumprimento de um contrato para avaliar se um contrato é oneroso.	1º de janeiro de 2022.
<i>Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16</i>	As alterações no IAS 16-Property, Plant and Equipment proíbem deduzir do custo do imobilizado valores recebidos pela venda de itens produzidos antes da colocação do ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela administração	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com determinadas exceções.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current - Amendments to IAS 1</i>	As emendas no IAS 1-Presentation of Financial estabelecem requerimentos para classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts e Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva, com determinadas exceções.

A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor, cujo valor corresponde a aproximadamente 32% do seu endividamento financeiro total.

Com o objetivo de se preparar para a transição para taxas referenciais alternativas, a Companhia está monitorando os novos regulamentos, com o objetivo de adaptar os seus instrumentos financeiros ao novo referencial.

A Companhia está avaliando os impactos potenciais decorrentes da aplicação inicial das alterações e novas normas listadas acima, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022, em suas demonstrações financeiras consolidadas.

6. Contexto, ações de resiliência e impactos causados pela COVID-19

6.1. Contexto

Em janeiro de 2020, a China reportou ter identificado uma nova variante do coronavírus, COVID-19, que estaria se disseminando de forma rápida em sua população. Em 11 de março de 2020 foi declarada pela Organização Mundial da Saúde (OMS) que a COVID-19 tratava-se de uma pandemia. As medidas de isolamento social decorrentes dessa pandemia afetaram o ambiente econômico global, reduzindo a demanda por petróleo e seus derivados e provocando um choque no setor de petróleo e gás.

No início de abril, os países membros e não membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e seus aliados (OPEP+) anunciaram novo acordo pelo qual a produção combinada dos participantes seria reduzida em 9,7 MM bpd (barris de petróleo dia) para os meses de maio e junho, após os preços do petróleo, em março e abril, apresentarem uma forte redução nas cotações, atingindo o menor preço do ano em meados de abril (US\$ 19,33/bpd). Em julho de 2020, em nova reunião, a OPEP decidiu não alterar o cronograma planejado para implementação dos cortes combinados de produção, mantendo para julho a redução de 9,7 MM bpd e 7,7 MM bpd a partir de agosto, permanecendo neste nível até dezembro de 2020. Em 3 de dezembro de 2020, a entidade decidiu que os países integrantes da organização aumentem a sua produção em 500 mil barris por dia ao mês a partir de janeiro de 2021. Além disso, poderão ocorrer aumentos sucessivos e graduais de produção de petróleo nos meses posteriores. Com o novo acordo, o corte de produção será de 7,2 milhões de bpd a partir de janeiro de 2021.

Ciente da crise mundial, a companhia revisou também algumas premissas-chave como preço, câmbio e demanda, por que os cenários de planejamento de curto, médio e longo prazos para essas premissas não estavam mais compatíveis com aquelas aprovadas no Plano Estratégico 2020-2024, refletindo diretamente nas demonstrações contábeis do primeiro trimestre de 2020.

O monitoramento regular das projeções das suas premissas de preço de referência ao longo de 2020, frente aos preços realizados e o ambiente externo, sinalizou mudanças nas condições do mercado, como a recuperação do preço do petróleo Brent e a desvalorização do Real frente ao Dólar, levando à companhia a incorporar no seu Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, uma revisão da trajetória de curto e médio prazos, mas mantendo a convergência do preço do petróleo Brent para US\$ 50 por barril no longo prazo, tal como as projeções praticadas para a elaboração das demonstrações financeiras dos primeiros três trimestres de 2020

6.2. Ações de resiliência

A companhia, alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde, anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas que incluem o trabalho em home office, para todas as atividades que podem ser realizadas de forma remota, alteração temporária dos turnos de trabalho nas operações presenciais visando reduzir o número de profissionais circulando, rigorosa higienização dos locais de trabalho, distribuição de máscaras de proteção facial, testagem maciça, rastreamento de casos suspeitos e confirmados, isolamento pré-embarque, monitoramento de saúde pré-embarque e antes do início dos turnos, avaliação de saúde com medição de temperatura corporal e testagem no pré-embarque para as plataformas de petróleo e, periodicamente, nas unidades de terra, além de acompanhamento de saúde, acesso a serviços de telemedicina para empregados, avaliação contínua de riscos e cooperação com a sociedade.

As autoridades governamentais brasileiras, por sua vez, implementaram uma série de medidas para fazer frente aos efeitos econômicos colaterais impostos pela atual pandemia com destaque para: Federal - (i) PIS e Cofins e INSS-Contribuição Patronal - os valores devidos das competências de março a maio de 2020 foram diferidos para recolhimento em agosto, outubro e novembro de 2020, respectivamente; (ii) FGTS - o recolhimento das competências de março a maio foi diferido em seis parcelas iguais a pagar de julho a dezembro de 2020; (iii) Sistema S - redução de 50% da alíquota para as competências de abril a junho de 2020 e (iv) IOF Crédito - redução de 3% para zero nas operações realizadas entre abril e novembro e 2ª quinzena de dezembro de 2020; e Estadual (Pernambuco) - (v) ICMS Importação de Combustível (período de abril a dezembro de 2020) - postergação do prazo de recolhimento em até 30 dias.

Como resultado da redução abrupta dos preços e da demanda de petróleo e combustíveis, a companhia adotou uma série de medidas visando reduzir custos, postergar desembolso de caixa e otimizar seu capital de giro, com objetivo de reforçar sua solidez financeira e resiliência dos seus negócios. As principais medidas estão relacionadas a seguir::

- desembolso de linhas de crédito compromissadas (*Revolving Credit Lines*) no montante total de US\$ 8 bilhões, bem como de duas novas linhas de US\$ 698, no primeiro trimestre de 2020. No terceiro trimestre de 2020, houve o pré-pagamento total das linhas de crédito compromissadas no exterior no montante de US\$ 7,6 bilhões (nota explicativa 34);
- postergação do pagamento dos dividendos remanescentes, apurados com base no resultado anual de 2019, pagos em 15 de dezembro de 2020;
- postergação de depósitos judiciais para 2021, em especial de natureza tributária;

- redução e postergação de gastos com recursos humanos, com destaque para: (i) adiamento do pagamento do Programa de Prêmio por Performance 2019 cujo pagamento ocorreu em dezembro de 2020; (ii) postergação do pagamento de 30% da remuneração mensal total de abril a junho de 2020 do Conselho de Administração, Presidente, Diretores, Gerentes Executivos e Gerentes Gerais e entre 10% a 30%, da remuneração mensal de demais empregados com função gratificada. Essas remunerações foram pagas em setembro de 2020; e (iii) mudança temporária de regimes de turno e de sobreaviso para regime administrativo até 31 de dezembro de 2020, sendo reavaliadas mensalmente ou em data anterior conforme o retorno ao trabalho operacional;
- redução dos investimentos programados para 2020 de US\$ 12 bilhões para US\$ 8,1 bilhões, em função principalmente de postergações de atividades exploratórias de interligação de poços, e construção de facilidades de produção e refino e da desvalorização do Real frente ao dólar norte-americano;
- redução de 200 mil bpd (barris de petróleo dia) da produção de óleo a partir de abril de 2020 (já incluída a redução de 100 mil bpd ocorrida no final de março de 2020) e redução do fator de utilização de nossas refinarias de 79% para 60%, que contribuíram para a manutenção de folga razoável na capacidade de estocagem, evitando consequentemente a adoção de medidas custosas como o afretamento de navios para armazenar líquidos. Contudo, com a evolução da demanda por nossos produtos se mostrando melhor do que o esperado, optou-se pelo retorno gradual ao patamar de produção acompanhado do aumento do fator de utilização da capacidade do refino;
- redução dos gastos operacionais com uma diminuição adicional de US\$ 2 bilhões, destacando: (i) hibernação das plataformas em operação em campos de águas rasas, com custo de extração por barril mais elevado, que em virtude da queda dos preços do petróleo passaram a ter fluxo de caixa negativo; (ii) menores gastos com intervenções em poços e otimização da logística de produção; e (iii) postergação de novas contratações relevantes pelo prazo de 90 dias, no período de abril a junho de 2020;
- em decorrência da redução estrutural da demanda de gás natural em todo mercado brasileiro, a companhia, conforme previsão contratual, notificou Declaração de Força Maior decorrente da pandemia, o contrato de compra de gás natural relativo ao Campo de Manati. A companhia manteve tratativas com os demais agentes da cadeia de gás natural com o mesmo intuito de reduzir os efeitos decorrentes da pandemia. Após monitoramento do cenário atual e dos seus desdobramentos sobre o mercado de gás, dada a recente recuperação do consumo de gás natural, em 30 de setembro de 2020, a Petrobras assinou um acordo com os fornecedores encerrando o período de Força Maior neste contrato.

Adicionalmente, a adversidade no cenário global fez com que a companhia revisasse sua revisão da métrica de topo de endividamento constante no Plano Estratégico 2020-2024, substituindo o indicador de dívida líquida/EBITDA pelo indicador de dívida bruta. A meta aprovada de dívida bruta para 2020 é de US\$ 87 bilhões, mesmo patamar de fechamento de 2019, que foi alcançada no terceiro trimestre de 2020.

Como resultado da implementação das medidas descritas acima, a companhia amparada por meio de vários cenários de stress, estima que conseguirá equilibrar sua financiabilidade e seu fluxo de caixa. Com isso, acredita ter recursos adequados para continuar suas operações no curto prazo e, deste modo, o pressuposto de *going concern* foi aplicado na preparação dessas demonstrações financeiras intermediárias.

6.3. Efeitos nas demonstrações financeiras intermediárias

Os impactos da COVID-19 e da alteração no ambiente econômico foram considerados na preparação dessas demonstrações financeiras. As informações sobre as estimativas e julgamentos relevantes, que requerem elevado nível de julgamento e complexidade em suas aplicações e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia, estão divulgadas na nota explicativa 4.

O resultado da revisão das premissas, seja a revisão aplicada às demonstrações financeiras do 1º trimestre de 2020, como a decorrente do Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, e outros decorrentes da COVID-19, estão apresentados a seguir:

- As perdas por redução ao valor recuperável em 2020 totalizaram US\$ 7.339. Os preços do petróleo e as expectativas de crescimento da economia mundial apresentaram queda consistente em 2020, desde o final de março de 2020, assim como a demanda por derivados também foi fortemente afetada neste período. Como resultado, no primeiro trimestre de 2020, a Companhia adotou um novo conjunto de premissas ajustadas em relação às aprovadas no Plano Estratégico 2020-2024,

bem como decidiu hibernar alguns campos desenvolvidos que a gestão não considerava altamente rentáveis. Dessa forma, foram reconhecidas perdas por redução ao valor recuperável no primeiro trimestre de 2020 no montante de US\$ 13.371. No último trimestre de 2020, a Companhia aprovou seu Plano Estratégico 2021-2025, atualizando a expectativa de produção futura, portfólio de projetos, premissas econômicas, entre outras estimativas. Nesse contexto, foram contabilizadas reversões de *impairment* no último trimestre, no montante de US\$ 6.019 (vide nota explicativa 27);

- os valores das exportações previstas e consequentemente os valores das exportações altamente prováveis foram impactados pelos efeitos advindos da guerra de preços de petróleo e pela COVID-19. Desta forma, os valores das exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relações de *hedge* para os meses de abril a dezembro de 2020 e agosto a dezembro de 2021, deixaram de ser previstas e houve o aumento significativo da exposição cambial Dólar x Real da companhia em 31 de março de 2020. Por ocasião da revisão do Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, houve um incremento nas exportações previstas, e consequentemente nas exportações altamente prováveis, mas não em valor igual ou superior aos instrumentos de dívidas e passivos de arrendamentos sujeitos à designação como instrumentos de proteção. Assim, o aumento significativo da exposição cambial (Dólar x Real), verificado ao longo dos trimestres, se manteve em 31 de dezembro de 2020, terminando o exercício com posição negativa. Em 2020, foi reclassificado do patrimônio líquido para o resultado, principalmente no 1º trimestre de 2020, o montante de US\$ 548 (nota explicativa 38.3);
- constituição de ajustes nos estoques ao valor realizável líquido, concentrados no 1º trimestre de 2020, no montante de US\$ 375 (nota explicativa 15);
- o reconhecimento das perdas de crédito esperadas (PCE) nos ativos financeiros, que não são mensurados ao valor justo por meio do resultado, seguiu o critério consistente ao longo do exercício tendo por base as expectativas da companhia de um prolongamento dos atuais efeitos econômicos gerados pelo combate à COVID-19. Para os ativos financeiros cujas contrapartes possuíam ratings publicados por agências de risco, para onde as notas já refletiam os efeitos da pandemia, foram utilizadas as informações divulgadas por tais agências para cálculo da PCE. Para os demais ativos financeiros, de forma geral, os efeitos esperados da COVID-19 foram incorporados à PCE por meio da identificação da deterioração da probabilidade de default baseada em dados observáveis que consideraram a estratificação do devedor por área de atuação, tipo de produto e região. Não foram identificados efeitos relevantes que impactassem as demonstrações financeiras do exercício de 2020 (nota explicativa 14.3);
- os créditos fiscais diferidos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável de exercícios subsequentes (nota explicativa 17);
- com a aprovação do Plano Estratégico 2021-2025, foram incorporadas novas estimativas de volumes de reservas, refletindo a revisão sobre a carteira de projetos, as incertezas técnicas e as premissas de preços e custos ajustadas no novo Plano frente àquelas revisadas no planejamento anterior. Assim, as estimativas atualizadas de provisão para desmantelamento de áreas da companhia geraram um aumento de US\$ 5.720 em 31 de dezembro de 2020 (nota explicativa 21).
- não ocorreram alterações de premissas no reconhecimento dos contratos de receita com clientes. Permanece a expectativa de conclusão da obrigação pelo cliente no vencimento de cada operação, classificada como sendo altamente provável. Os clientes não indicaram a intenção de descumprimento ou revisão dos termos e condições contratuais assinados;
- no âmbito do contencioso jurídico da companhia, não há casos relacionados à COVID-19 com risco de desembolso financeiro que impactem diretamente as demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2020. Entretanto, a companhia tomou conhecimento de algumas ações civis públicas no ramo trabalhista movidas por sindicatos, cujos objetos estão relacionados à crise do novo coronavírus e ao Plano de Resiliência para redução de gastos. Tais ações representam obrigações de fazer e se desdobram em três grupos questionando basicamente: (i) duas medidas temporárias de contenção de gastos com pessoal contidas no Plano de Resiliência; (ii) suficiência das medidas de prevenção contra a disseminação da COVID-19 e critério de afastamento de pessoas do grupo de risco; e (iii) a participação do sindicato na Estrutura Organizacional de Resposta (EOR). A companhia está tomando as medidas cabíveis judicialmente para cada caso e a melhor estimativa no momento, quando não há ainda decisão de mérito sequer em primeira instância, é que a probabilidade de perda não é provável.

7. Gestão de capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os desinvestimentos.

A redução do custo de capital, por meio de sua gestão de passivos, é um dos pilares do Plano Estratégico 2021-2025. A Empresa visa mitigar os riscos através da gestão ativa de passivos, maximizando o retorno ao acionista e otimizando o capital de giro.

A dívida bruta (composta por dívida financeira e passivo de arrendamento, circulante e não circulante) é uma métrica de referência para a Companhia, permitindo monitorar o endividamento da Petrobras, que a administração considera essencial para aumentar a competitividade com os pares, reduzindo nosso custo de capital. Para 2021, a Companhia busca reduzir sua dívida bruta para US\$ 67 bilhões. Além disso, a Política de Dividendos aos Acionistas determina que, em caso de dívida bruta inferior a US\$ 60 bilhões (que está prevista para 2022), poderá distribuir 60% da diferença entre o fluxo caixa operacional e os investimentos em bens de capital, conforme demonstrado na nota 36.

Em 31 de dezembro de 2020, a dívida bruta diminuiu para US\$ 75.538, de US\$ 87.121 em 31 de dezembro de 2019.

8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2020	31.12.2019
Caixa e bancos	552	572
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	2.592	1.699
Outros fundos de investimentos	28	4
	2.620	1.703
- No exterior		
<i>Time deposits</i>	2.574	7
<i>Auto Invest</i> e contas remuneradas	5.633	4.620
Outras aplicações financeiras	332	470
	8.539	5.097
Total das aplicações financeiras de curto prazo	11.159	6.800
Total de caixa e equivalentes de caixa	11.711	7.372

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.

8.2. Prática contábil sobre caixa e equivalentes de caixa

Representam numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

8.3. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2020			31.12.2019		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	652	–	652	875	–	875
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	–	–	–	7	–	7
Custo amortizado	44	7	51	45	19	64
Total	696	7	703	927	19	946
Circulante	652	7	659	875	13	888
Não circulante	44	–	44	52	6	58

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

8.3.1. Prática contábil sobre títulos e valores mobiliários

São inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado: fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.
- Valor justo por meio de outros resultados abrangentes: títulos nos quais a companhia elegeu de forma irrevogável por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes;
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais títulos e valores mobiliários.

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

Como uma companhia de energia integrada, receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 13.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de *commodities* no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo *brent*, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice *Henry Hub*.

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. 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.

Adicionalmente, a companhia atua como agente principalmente no negócio de biocombustíveis, onde não há controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2020 totalizaram US\$ 37 (US\$ 46 em 2019).

9.2. Receita Líquida de Vendas

	2020	2019	2018
Diesel	13.924	23.007	23.450
Subvenção de Diesel	–	–	1.415
Gasolina	6.313	9.810	11.690
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.383	4.159	4.490
Querosene de aviação (QAV)	1.455	3.832	4.208
Nafta	1.694	1.669	2.455
Óleo combustível (incluindo bunker)	795	1.026	1.233
Outros derivados de petróleo	2.712	3.410	3.769
Subtotal de derivados	30.276	46.913	52.710
Gás natural	3.649	5.929	5.425
Renováveis e nitrogenados	59	245	366
Receitas de direitos não exercidos (<i>breakage</i>)	438	645	687
Eletricidade	1.109	1.322	2.027
Serviços, agenciamentos e outros	803	940	1.370
Mercado interno	36.334	55.994	62.585
Exportações	15.945	18.085	15.413
Petróleo	11.720	13.180	11.192
Óleo combustível (incluindo bunker)	3.525	3.321	3.022
Outros derivados de petróleo e outros produtos	700	1.584	1.199
Vendas no exterior (*)	1.404	2.510	6.640
Mercado externo	17.349	38.680	22.053
Receitas de vendas (**)	53.683	76.589	84.638

(*) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

(**) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 9.

Após a redução da participação no capital social da Petrobras Distribuidora – BR, ocorrida em 25 de julho de 2019, a empresa deixou de ser consolidada. As vendas para a Petrobras Distribuidora - BR representam mais que 10% do total de vendas da companhia, impactando principalmente o segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

9.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2020, com prazos superiores a 1 ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2020 tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2020 ou praticados em vendas recentes refletindo a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	6.561	–	6.561
Diesel	15.008	–	15.008
Gás natural	4.383	7.865	12.248
Serviços e outros	4.110	4.330	8.440
Nafta	946	3.703	4.649
Eletricidade	713	2.491	3.204
Outros derivados de petróleo	17	–	17
Querosene de aviação (QAV)	404	–	404
Mercado externo			
Exportações	1.925	9.539	11.464
Total	34.067	27.928	61.995

As receitas serão reconhecidas mediante transferências 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 igual ou 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 demandas para geração de energia termoelétrica conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam principalmente valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

9.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2020 a companhia possui US\$ 69 (US\$ 128 em 31 de dezembro de 2019) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take e ship or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

9.5. Prática contábil sobre receitas

A companhia avalia os contratos com clientes que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os bens e serviços distintos prometidos em cada um deles.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente bem ou serviço (ou grupo de bens ou serviços) que seja distinto, ou uma série de bens ou serviços distintos que sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A companhia mensura a receita pelo valor da contraprestação à qual 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, os quais refletem metodologias e políticas de preços da companhia baseadas em parâmetros de mercados.

Ao transferir um bem, ou seja, quando o cliente obtém o controle desse, a companhia satisfaz à obrigação de performance e reconhece a respectiva receita, o que geralmente ocorre em momentos específicos no tempo no ato da entrega do produto.

10. Custos e Despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2020	2019	2018
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(12.699)	(20.694)	(26.810)
Depreciação, depleção e amortização	(8.847)	(12.036)	(10.954)
Participação governamental	(5.920)	(9.741)	(10.905)
Gastos com pessoal	(1.729)	(3.261)	(3.515)
Total	(29.195)	(45.732)	(52.184)

(*) Inclui arrendamentos mercantis de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

10.2. Despesas de vendas

	2020	2019	2018
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(4.163)	(3.664)	(3.445)
Depreciação, depleção e amortização	(564)	(549)	(145)
Perdas de créditos esperadas	2	(49)	(32)
Gastos com pessoal	(159)	(214)	(205)
Total	(4.884)	(4.476)	(3.827)

10.3. Despesas gerais e administrativas

	2020	2019	2018
Gastos com pessoal	(749)	(1.427)	(1.500)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(252)	(539)	(626)
Depreciação, depleção e amortização	(89)	(158)	(113)
Total	(1.090)	(2.124)	(2.239)

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2020	2019	2018
Plano de pensão e saúde (inativos)	889	(1.371)	(1.401)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.441)	(1.321)	(1.282)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(493)	(1.520)	(2.283)
Resultado com derivativos de commodities	(308)	(370)	(416)
Participação nos lucros ou resultados	-	(43)	(442)
Plano de carreiras e remuneração - PCR	-	(2)	(293)
Plano de desligamento voluntário PDV	(1.017)	(198)	2
Equalização de gastos - AIP	701	2	(279)
Programa de remuneração variável (*)	(439)	(643)	(265)
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	499	6.046	416
Resultados com operações em parcerias de E&P	912	480	331
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	155	220	457
Multas aplicadas a fornecedores	95	260	223
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(342)	(155)	621
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(43)	(34)	-
Acordo com autoridades norte americanas	-	-	(895)
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão do ICMS na base de cálculo	1.514	-	-
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	276	60	-
Outros	40	(212)	(254)
Total	998	1.199	(5.760)

(*) Em 2020, no consolidado, inclui reversão de US\$ 84 da provisão constituída em 2019 e US\$ 3 referente ao Programa de Prêmio por Performance dos administradores.

12. Resultado financeiro líquido

	2020	2019	2018
Receitas Financeiras	551	1.330	2.381
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	202	558	563
Ganhos com acordos assinados (setor elétrico)	-	79	724
Juros sobre Conta Petróleo e Álcool	79	8	87
Outros	270	685	1.007
Despesas Financeiras	(6.004)	(7.086)	(5.675)
Despesas com financiamentos	(3.595)	(4.847)	(5.920)
Despesas com arrendamentos	(1.322)	(1.514)	(10)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(1.157)	(860)	(651)
Encargos financeiros capitalizados	941	1.332	1.814
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(638)	(795)	(652)
Outros	(233)	(402)	(256)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(4.177)	(3.008)	(3.190)
Variações cambiais (*)	(1.363)	(72)	(66)
Reclassificação do <i>hedge accounting</i> (*)	(4.720)	(3.136)	(3.315)
Atualização monetária de Pis e Cofins - exclusão do ICMS na base de cálculo	1.709	-	-
Outros	197	200	191
Total	(9.630)	(8.764)	(6.484)

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 38.3c e 38.3a.

13. Resultado por Segmento

Resultado Consolidados por Área de Negócio

						2020
	E&P	RTC	Gás & Energia	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	(9.247)	(2.992)	(2.581)	419	(24)	(14.425)
Vendas	-	(2.520)	(2.320)	(20)	(24)	(4.884)
Gerais e administrativas	(155)	(161)	(85)	(689)	-	(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) líquidas	(215)	(327)	(171)	1.711	-	998
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	7.050	779	1.159	463	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	6.869	342	1.287	(9.336)	612	(226)
Imposto de renda e contribuição social	(2.398)	(265)	(393)	4.438	(208)	1.174
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	4.471	77	894	(4.898)	404	948
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	4.475	111	821	(4.670)	404	1.141
Acionistas não controladores	(4)	(34)	73	(228)	-	(193)
	4.471	77	894	(4.898)	404	948

2019

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	50.462	67.538	11.493	1.221	(54.125)	76.589
Intersegmentos	49.400	9.432	3.308	226	(54.125)	8.241
Terceiros	1.062	58.106	8.185	995	-	68.348
Custo dos produtos vendidos	(27.304)	(61.578)	(7.713)	(1.167)	52.030	(45.732)
Lucro bruto	23.158	5.960	3.780	54	(2.095)	30.857
Despesas	(4.181)	(4.334)	2.580	(4.282)	(26)	(10.243)
Vendas	-	(2.164)	(2.260)	(31)	(21)	(4.476)
Gerais e administrativas	(254)	(336)	(134)	(1.401)	1	(2.124)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(799)	-	-	-	-	(799)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(394)	(11)	(15)	(156)	-	(576)
Tributárias	(127)	(151)	(152)	(189)	-	(619)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	-1956	-697	-194	1	-2	(2.848)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(651)	(975)	5.335	(2.506)	(4)	1.199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	18.977	1.626	6.360	(4.228)	(2.121)	20.614
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(8.764)	-	(8.764)
Resultado de participações em investimentos	86	(151)	103	115	-	153
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	19.063	1.475	6.463	(12.877)	(2.121)	12.003
Imposto de renda e contribuição social	(6.451)	(552)	(2.162)	4.245	720	(4.200)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	12.612	923	4.301	(8.632)	(1.401)	7.803
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	3	2.557	-	2.560
Lucro líquido (prejuízo)	12.612	923	4.304	(6.075)	(1.401)	10.363
Atribuível aos:	-	-	-	-	-	-
Acionistas da Petrobras	12.624	1.021	4.180	(6.273)	(1.401)	10.151
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	12.624	1.021	4.179	(8.763)	(1.401)	7.660
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	1	2.490	-	2.491
Acionistas não controladores	(12)	(98)	124	198	-	212
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(12)	(98)	121	132	-	143
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	3	66	-	69
	12.612	923	4.304	(6.075)	(1.401)	10.363

2018

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
--	-----	-----	---------------	-------------------------------	------------	-------

Receita de vendas	52.382	73.448	12.241	1.731	(55.164)	84.638
Intersegmentos	50.052	16.655	3.701	205	(55.164)	15.449
Terceiros	2.330	56.793	8.540	1.526	-	69.189
Custo dos produtos vendidos	(28.968)	(67.011)	(9.023)	(1.611)	54.429	(52.184)
Lucro bruto	23.414	6.437	3.218	120	(735)	32.454
Despesas	(5.068)	(3.437)	(2.461)	(4.662)	(38)	(15.666)
Vendas	(80)	(1.777)	(1.867)	(76)	(27)	(3.827)
Gerais e administrativas	(257)	(376)	(152)	(1.453)	(1)	(2.239)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(524)	-	-	-	-	(524)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(443)	(11)	(21)	(166)	-	(641)
Tributárias	(115)	(207)	(65)	(283)	-	(670)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.391)	(442)	(190)	18	-	(2.005)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(2.258)	(624)	(166)	(2.702)	(10)	(5.760)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	18.346	3.000	757	(4.542)	(773)	16.788
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(6.484)	-	(6.484)
Resultado de participações em investimentos	75	362	95	(9)	-	523
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	18.421	3.362	852	(11.035)	(773)	10.827
Imposto de renda/contribuição social	(6.236)	(1.020)	(257)	2.994	263	(4.256)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	12.185	2.342	595	(8.041)	(510)	6.571
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	15	828	-	843
Lucro líquido (prejuízo)	12.185	2.342	610	(7.213)	(510)	7.414
Atribuível aos:	-	-	-	-	-	-
Acionistas da Petrobras	12.190	2.393	482	(7.382)	(510)	7.173
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	12.190	2.393	471	(7.972)	(510)	6.572
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	11	590	-	601
Acionistas não controladores	(5)	(51)	128	169	-	241
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(5)	(51)	124	(69)	-	(1)
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	4	238	-	242
	12.185	2.342	610	(7.213)	(510)	7.414

A receita de vendas consolidadas intersegmentos (remanescente após eliminação) é referente às vendas de RTC para a BR, que está classificada como operação descontinuada no segmento “Corporativo e outros negócios”.

13.1. Prática contábil sobre resultado 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:

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.

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.

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, a exploração e processamento de xisto.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados internacionais aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo.

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 no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

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 terceiros, 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.

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 negócios de distribuição refletem a participação societária na coligada Petrobras Distribuidora –BR (Investimentos e Resultado de Participações em Investimentos), os negócios de distribuição de derivados no exterior (América do Sul), além da operação descontinuada em 2019. Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus coprodutos e de etanol.

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2020	31.12.2019
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	3.081	4.481
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 39.1)	664	794
Recebíveis do setor elétrico	205	334
Subtotal	3.950	5.609
Outros contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento (*)	1.523	1.434
Arrendamentos	467	482
Outras (**)	2.536	831
Partes relacionadas		
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 39.2)	482	304
Subtotal	5.008	3.051
Total do contas a receber	8.958	8.660
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.528)	(2.286)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(68)	(45)
Total do contas a receber, líquidas	7.362	6.329
Circulante	4.731	3.762
Não circulante	2.631	2.567

(*) Refere-se a valores a receber do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste e parcela contingente de Roncador

(**) inclui valores referentes à compra e venda de plataformas e equipamentos de produção dos nosso parceiros em consórcios de E&P.

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 2020 totalizou US\$ 507 (US\$ 357 em 31 de dezembro de 2019).

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2020		31.12.2019	
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	5.850	(130)	4.658	(142)
Vencidos:				
Até 3 meses	205	(8)	251	(38)
De 3 a 6 meses	15	(9)	24	(8)
De 6 a 12 meses	42	(28)	49	(13)
Acima de 12 meses	1.495	(1.353)	2.245	(2.086)
Total	7.607	(1.528)	7.227	(2.287)

14.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	2.331	4.305
Adições	209	217
Baixas	(698)	(1.241)
Transferência de ativos mantidos para venda	(3)	(871)
Ajuste Acumulado de Conversão	(243)	(79)
Saldo Final	1.596	2.331
Circulante	218	1.103
Não circulante	1.378	1.228

Em 31 de dezembro de 2020, as adições incluem provisão de US\$ 60 sobre recebíveis em moeda estrangeira, basicamente decorrentes da desvalorização cambial de 29% no exercício de 2020, bem como o registro de provisão complementar em face dos efeitos da COVID-19 na economia (US\$ 19).

Em 2020, as baixas refletem basicamente a baixa dos valores a receber, por controlada no exterior, relacionados à construção e reforma de plataformas. Em 2019, as baixas refletem basicamente o encerramento da ação judicial de cobrança do setor elétrico.

14.4. Prática contábil sobre 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 em um 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 para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

Em geral, para os demais recebíveis, a companhia reconhece provisão por valor equivalente à perda de crédito esperada para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à perda de crédito esperada (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 (default) 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 possuem 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 90 (noventa) dias.

Perda de crédito esperada 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.

15. Estoques

	31.12.2020	31.12.2019
Petróleo	2.242	3.905
Derivados de petróleo	1.925	2.274
Intermediários	396	586
Gás Natural e GNL (*)	122	173
Biocombustíveis	30	28
Fertilizantes	8	28
Total produtos	4.723	6.994
Materiais, suprimentos e outros	954	1.195
Total	5.677	8.189

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia reconheceu uma perda de US\$ 375 no custo das vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma perda de US\$ 15 no custo das vendas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019) principalmente devido a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e seus derivados.

Em 2020, a companhia possuía um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados em 2008 com a Petros, no valor de US\$ 2.750 (US \$3.525 em 31 de dezembro, 2019).

15.1. Prática contábil sobre estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição 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. 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.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os 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.

16. Fornecedores

	31.12.2020	31.12.2019
Terceiros no país	2.828	2.560
Terceiros no exterior	3.603	2.045
Partes relacionadas	428	996
Saldo total no Passivo Circulante	6.859	5.601

17. Tributos

17.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social

	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
No país						
Tributos sobre o lucro	391	2.485	111	71	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	45	57	357	504
	391	2.485	156	128	357	504
No exterior	27	8	42	148	-	-
Total	418	2.493	198	276	357	504

Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante (*)	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	507	555	293	364	642	759	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	340	417	2.055	2.591	544	252	37	44
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	681	820	-	-	-	-
PIS e COFINS - Exclusão do ICMS na base de cálculo	1.230	-	-	-	-	-	-	-
CIDE	4	31	-	-	41	45	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	1.173	1.929	94	266
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	106	232	-	-
Outros	87	31	119	153	117	189	275	225
Total no Brasil	2.168	1.034	3.148	3.928	2.623	3.406	406	535
Impostos no exterior	9	17	10	11	13	18	-	-
Total	2.177	1.051	3.158	3.939	2.636	3.424	406	535

(*) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outras contas e despesas a pagar".

Os valores constantes no Ativo Circulante da linha de Tributos sobre o lucro se referem basicamente a créditos fiscais resultantes do processo de apuração de IRPJ e CSLL, além dos respectivos saldos negativos relativo aos anos calendário 2018 e 2019.

Os créditos de ICMS/ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada Estado, sendo em média compensados no prazo de 3 anos. Também são decorrentes de créditos originados pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes preponderantemente às aquisições de bens e serviços para ativos em construção "obras em andamento", uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil.

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.

17.2. Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS

Em 2020, a Petrobras e controladas obtiveram decisão judicial favorável e definitiva acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da Cofins e reconheceu o montante de US\$ 3.226 (R\$ 16.764 milhões), registrado no ativo circulante como impostos e contribuições. Os créditos reconhecidos no ativo se referem à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, cujos valores foram pagos indevidamente em competências compreendidas entre os meses de outubro de 2001 a agosto de 2020.

A Companhia reconheceu este crédito, pois a realização da receita era praticamente certa e o ingresso dos benefícios econômicos era altamente provável, uma vez que: (i) a decisão transitada em julgado em 2020 se constitui um direito que deixou de ser contingente na data dessa decisão; e (ii) a metodologia de mensuração adotada é incontroversa por ser aquela aceita pela Receita Federal do Brasil (RFB).

Assim, um ganho de US\$ 2.050 pela recuperação de tributos em outras receitas operacionais, US\$ 1.516 de atualização monetária no resultado financeiro, compensados parcialmente por US\$ 78 de despesas tributárias e US\$ 1,097 de despesas com imposto de renda e contribuição social.

A companhia habilitou esses créditos, dos quais compensou em 2020 com pagamento de outros tributos federais o valor de US\$ 1.857 (R\$ 10.372). Em 31 de dezembro de 2020, o montante atualizado monetariamente pela taxa básica de juros brasileira (Selic) é de US\$ 1,230 (R\$ 6.392).

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes e têm o mérito transitado em julgado. O pedido de restituição dos valores requer a prévia homologação pelo Juízo dos laudos de liquidação e posteriormente a execução judicial do direito. Em 2017, para a maior parcela a ser recuperada, houve a publicação de laudo de liquidação favorável à Petrobras. O processo ainda aguarda a homologação pelo Juízo.

Em 31 de dezembro de 2020, o montante atualizado monetariamente é de US\$ 681 (US\$ 820 em 31 de dezembro de 2019).

17.3. Programas de Anistias Estaduais

Em 2020, a Petrobras aderiu a programas estaduais de anistia que resultaram no pagamento de US\$ 359, dos quais US\$ 347 foram reconhecidos como outros impostos, US\$ 29 como despesas financeiras e o saldo como ajustes acumulados de conversão.

Estado	Lei Estadual Decreto nº	Benefícios Auferidos	Débitos Existentes (*)	Benefício de Redução	Valor pago após benefício
RJ	Lei 9041/2020	Redução de 90% dos juros e de 90% das multas relativos a créditos tributários.	551	(230)	321
ES	Decreto 4.709-R/2020	Remissão de 50% do Imposto devido, 90% da multa e juros	139	(104)	35
AL	Decreto 71.800/2020 Decreto 72.199/2020	Redução de 95% da multa e juros devidos Remissão de 50% do Imposto e, 90% da multa e juros	6	(5)	1
SE	Decreto 40.691/2020	Redução de 90% da multa e juros devidos	3	(2)	1
RN	Lei 10.784/2020	Redução de 95% da multa e juros devidos	2	(1)	1
			701	(342)	359

(*) US\$ 565 estavam classificados como perda possível e US\$ 125 se referem a denúncia espontânea (RJ).

Estado do Rio de Janeiro

A Petrobras, baseada na gestão de riscos associados ao contencioso e em linha com a estratégia de geração de valor através da gestão de contingências, decidiu por buscar acordo visando o pagamento de autos de infração e realização de denúncia espontânea junto ao estado do Rio de Janeiro. O acordo, celebrado com base no Convênio ICMS 51/2020 e Lei RJ 9.041/2020, permite a redução de 90% dos valores devidos a título de multa e juros, resultando em um desembolso de aproximadamente US\$ 321.

Esse acordo possibilitou a liquidação de contingências relacionadas a cobrança de ICMS e multas nas operações de consumo interno de óleo diesel utilizado pelas unidades marítimas afretadas pela companhia, considerando a aprovação, no mesmo dispositivo legal, com uma redução na carga tributária nos fornecimentos internos de óleo diesel marítimo, ao invés da alíquota anteriormente exigida de 12%, chegando assim a uma solução definitiva para a causa dessas contingências. O desembolso foi parcelado, tendo sido integralmente quitado, de acordo com o Termo de Ajustamento de Conduta Tributária 2020 celebrado com o Estado do Rio de Janeiro.

Estado do Espírito Santo

No caso da adesão ao programa de remissão e anistia junto ao Estado do Espírito Santo, celebrada nos termos do Convênio ICMS 146/2019 e Decreto 4.709-R/2020, mediante pagamento de US\$ 35 no mês de outubro de 2020, serão encerrados débitos tributários decorrentes de divergências quanto à apropriação de créditos de ICMS sobre bens do ativo imobilizado e de diferenças de ICMS em operações com petróleo e derivados. Adicionalmente, será implantada a sistemática de crédito presumido de ICMS, com base no Convênio ICMS 146/2019, dando uma solução definitiva para a causa desse tipo de contingência.

17.4. 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:

	2020	2019	2018
Lucro/(prejuízo) do período antes dos impostos	(226)	12.003	10.827
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	77	(4.081)	(3.681)
Juros sobre capital próprio, líquidos	(16)	728	553
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.874	1.056	355
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(743)	(175)	(41)
Incentivos fiscais	(9)	443	74
Prejuízos fiscais	(428)	(682)	(484)

Acordo Justiça Americana	-	-	(293)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (**)	(280)	(1.556)	(780)
Despesas com benefício pós emprego de saúde AMS (***)	559	(417)	(367)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	49	53	184
Outros	91	431	224
Imposto de renda e contribuição social	1.174	(4.200)	(4.256)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.743	(2.798)	(370)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(569)	(1.402)	(3.886)
Total	1.174	(4.200)	(4.256)

Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social 519,5% 35,0% 39,3%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

(**) Inclui efeito sobre acordos judiciais.

(***) Impactada pela revisão do regulamento, conforme nota 19.5.

17.5. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

Saldo em 1º de janeiro	(372)	2.026
Reconhecido no resultado do exercício	1.743	(2.798)
Reconhecido no resultado de operações descontinuadas	-	(612)
Reconhecido no patrimônio líquido	5.564	1.617
Ajuste acumulado de conversão	(623)	58
Utilização de créditos tributários	(60)	(329)
Transferência para disponíveis para venda	4	(276)
Outros	-	(58)
Saldo em 31 de dezembro	6.256	(372)
Impostos diferidos ativos	6.451	1.388
Impostos diferidos passivos	(195)	(1.760)
Saldo em 31 de dezembro	6.256	(372)

A composição dos ativos e passivos fiscais diferidos em 31 de dezembro é apresentada na tabela a seguir:

Natureza	Fundamento para realização	2020	2019
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, Amortização e Baixa de Ativos	(3.205)	(5.508)
Imobilizado - Impairment	Amortização, Baixa de Ativos e Reversão Impairment	6.626	6.280
Imobilizado - Outros	Depreciação Amortização e Baixa de Ativos	(8.690)	(9.868)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, Recebimentos e Contraprestação	3.913	1.349
Arrendamentos mercantis	Depreciação do ativo	1.190	189
Provisão para processos judiciais	Pagamento e Reversão da Provisão	664	782
Prejuízos fiscais	Compensação de 30% do lucro tributável	2.501	2.511
Estoques	Venda, Baixa e Perda	158	630
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de	Pagamento e reversão da provisão	2.882	3.706
Outros		217	(443)
Saldo em 31 de dezembro		6.256	(372)
Impostos diferidos ativos		6.451	1.388
Impostos diferidos passivos		(195)	(1.760)
Saldo em 31 de dezembro		6.256	(372)

17.6. 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) 2021-2025, que tem como principais metas financeiras a maximização do retorno do capital empregado, redução do custo de capital e busca incessante por custos baixos e eficiência.

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.

Em 31 de dezembro de 2020, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2021	2.257	49
2022	975	21
2023	764	20
2024	15	19
2025	14	44
2026 em diante	2.426	42
Parcela registrada contabilmente	6.451	195

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	Ativos	Passivos
País	35	2
Exterior	1.369	-
Parcela não registrada contabilmente	1.404	2
Total	7.855	197

Estes créditos tributários no exterior não registrados no montante de US\$ 1,295 (US\$ 1,346 em 31 de dezembro de 2019), são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

	2026 - 2028	2029 - 2031	2032 - 2034	2035 - 2037	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	205	708	320	62	74	1.369

17.7. Prática contábil sobre imposto de renda e contribuição social diferidos

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 calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. Desde 2015, despesas com imposto de renda sobre lucros auferidos por subsidiárias no exterior são reconhecidas conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

17.7.1. Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

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.

17.7.2. 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, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

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, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal). A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração 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.

18. Salários, férias, encargos e participações

	31.12.2020	31.12.2019
Plano de desligamento voluntário (PDV)	900	140
Programa de remuneração variável	522	655
Provisão de férias	470	660
Salários, encargos e outras provisões	204	212
Participação nos lucros ou resultados	4	16
Total	2.100	1.683
Circulante	1.953	1.645
Não circulante	147	38

18.1. Programas de desligamento

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui sete programas de desligamentos voluntários (PDV) e de aposentadoria incentivada (PAI), que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias cujos prazos para inscrição terminaram entre junho e dezembro de 2020, totalizando 11.117 adesões:

- i. PDV 2019 destinado aos aposentados pelo INSS até promulgação da Reforma da Previdência;
- ii. PDV específico para empregados lotados em ativos/unidades em processo de desinvestimento;
- iii. PDV exclusivo para os empregados que trabalham no segmento corporativo da empresa;
- iv. PAI para empregados aposentáveis após a promulgação da Reforma da Previdência;
- v. PDV destinado para empregados do quadro de mar e terra da Transpetro;
- vi. PDV destinado para empregados da PBIO; e
- vii. PDV destinado para empregados da TBG.

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2020, está representada a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	140	35
Operações descontinuadas	–	(21)
Inscritos no PDV	1.076	200
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(59)	(2)
Utilização por desligamento	(245)	(71)
Ajuste acumulado de conversão	(12)	(1)
Saldo final	900	140
Circulante	754	98
Não Circulante	146	42

Em 7 de abril de 2020, o Conselho de Administração aprovou ajustes nos programas de desligamento vigentes que geraram uma provisão adicional de US\$ 311 referente ao público inscrito em junho de 2020, bem como aprovou a criação do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI), programa de desligamento com prazo de inscrição entre 6 de maio de 2020 e 31 de julho de 2020, voltado aos empregados aposentáveis que, após a promulgação da Reforma da Previdência, não puderam participar do PDV 2019.

A companhia optou por diferir o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo uma no momento do desligamento e a outra em julho de 2021 ou um ano após o desligamento, o que for maior, com estimativa de desembolso de US\$ 754 em 2021, US\$ 128 em 2022 e US\$ 18 em 2023.

18.2. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 21 de janeiro de 2021, o Conselho de Administração aprovou ajuste nos critérios para concessão do PPP 2020 para os empregados (anteriormente aprovado em 28 de abril de 2020).

O regulamento do PPP estabelece que para o acionamento do pagamento é necessário haver lucro líquido no exercício, desconsiderando em sua apuração os impactos de valores a título de *impairment* e de variação cambial, associado ao cumprimento de métricas de desempenho da Companhia e ao desempenho individual dos empregados e resultado das áreas.

Em 2020, a Companhia provisionou US\$ 435 (US\$ 645 em 2019) e foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 26 de janeiro de 2021, contabilizada em outras despesas operacionais.

18.3. Participação nos Lucros ou resultados (PLR)

Em 21 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 regramento PLR prevê que apenas os empregados sem funções gerenciais farão jus ao recebimento de participação nos lucros, a qual será cumulativa ao pagamento da PPP.

Para que haja o acionamento da PLR nos anos de 2021 e de 2022, além do acordo de PLR ter sido assinado, é necessário o atingimento dos seguintes requisitos: i) declaração e pagamento de dividendo ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), ii) apuração de lucro líquido no exercício, e iii) atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%.

O montante máximo de PLR a ser distribuído está limitado a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício. Não houve despesa com PLR em 2020 (US\$ 43 em 2019 e US\$ 442 em 2018).

19. Benefícios concedidos a empregados

	31.12.2020	31.12.2019
Passivo		
Plano de saúde AMS	5.356	11.986
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	6.016	10.231
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	1.621	3.264
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70	1.508	–
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70	1.075	–
Plano de pensão Petros 2	477	989
Outros planos	16	24
Total	16.069	26.494
Circulante	1.549	887
Não Circulante	14.520	25.607
Total	16.069	26.494

(*) Inclui obrigação com aporte contributivo referente à revisão do pecúlio, conforme mencionado no item b1 desta nota.

19.1. Planos de saúde - AMS

A companhia mantém um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, decorrente tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais e etários, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição de certos medicamentos, através de reembolso, com coparticipação dos beneficiários. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes, sendo a participação financeira da companhia e dos beneficiários nas proporções dos itens abaixo e nas formas previstas no acordo coletivo de trabalho.

- i. Até 31 de dezembro de 2020, a participação financeira da companhia era na proporção de 70% (setenta por cento) e os 30% (trinta por cento) restantes pelos beneficiários.
- ii. A partir de janeiro de 2021 a participação será na proporção de 60% (sessenta por cento) dos gastos cobertos pela companhia e os 40% (quarenta por cento) restantes pelos participantes;
- iii. A partir de janeiro de 2022 a participação passará a respeitar limite paritário, de acordo com o previsto na Resolução da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União (CGPAR) nº 23, na proporção de 50% (cinquenta por cento) entre a companhia e os participantes.

A companhia e as Entidades sindicais estabeleceram que se houver mudança ou revogação da Resolução da CGPAR nº 23, em decorrência de atos ou diplomas regularmente baixados pelos poderes executivo ou legislativo, permanecerá a relação 60% x 40%, até novo ajuste entre as partes.

Em 31 de dezembro de 2020, considerando que as mudanças na proporção do custeio do Plano AMS trazidas pela assinatura ACT 2020-2022 ocasionaram uma alteração no plano, a companhia reconheceu um ganho no resultado do exercício de US\$ 2.538 como custo do serviço passado, sendo uma parcela reconhecida em custos e despesas relacionados a participantes ativos e outra parcela reconhecida em outras despesas operacionais relacionadas a participantes assistidos.

Em 31 de dezembro de 2020, a duração média do passivo do plano é de 15,26 anos (21,64 anos em 31 de dezembro de 2019).

19.1.1. Novo modelo de gestão de saúde

Em 28 de abril de 2020, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou um novo modelo de gestão para a Assistência Multidisciplinar de Saúde. A gestão da AMS Petrobras passará a ser realizada por uma associação civil, sem fins lucrativos, nomeada pelos beneficiários como Saúde Petrobras (APS), mantendo a modalidade de autogestão. O novo modelo está de acordo com as exigências da Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS).

Com a transferência para o novo modelo de gestão, não haverá alteração do benefício, cobertura ou abrangência, bem como efeitos contábeis.

Atualmente, a associação encontra-se em fase de obtenção de habilitações e registros necessários para o novo modelo de gestão e operação das atividades, estimada para ser implementada no 1º trimestre de 2021.

19.2. Planos de pensão

A gestão dos planos de previdência complementar da companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

19.2.1. Planos de Pensão Petros Repactuados e Não Repactuados (PPSP-R e PPSP-NR)

Os planos Petros Repactuados e Não Repactuados (anteriormente Plano Petros do Sistema Petrobras – PPSP) são planos de previdência de benefício definido, instituídos pela Petrobras em julho de 1970, que asseguram aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social. O plano está fechado aos empregados admitidos desde setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Fundação Petros é procedida em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária. Excepcionalmente em 2020, ocorreu também uma remensuração intermediária do passivo atuarial desses planos, após a aprovação do Novo PED.

Plano de Equacionamento de Déficit – Novo PED

Em 28 de abril de 2020, foram aprovados pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) e, em 5 de maio de 2020, pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc), o novo Plano de Equacionamento de Déficit (Novo PED) dos planos PPSP – R e PPSP- NR, bem como as alterações no regulamento referente à redução do benefício de pecúlio e outras.

O Novo PED, que abrange os déficits de 2015 a 2018 e incorpora o resultado de 2019, foi avaliado em US\$ 6.485 (R\$ 33.7 bilhões) em 31 de dezembro de 2019. Do valor total, o montante de US\$ 3.006 (R\$ 15.620 milhões) é de responsabilidade da Petrobras, em cumprimento ao princípio da paridade contributiva prevista na Emenda Constitucional nº 20/1998, sendo US\$ 2.611 (R\$ 13.566 milhões) por meio de contribuições extraordinárias ao longo da existência dos planos e US\$ 395 (R\$ 2.054 milhões) de aporte contributivo como contrapartida da companhia pela redução do benefício de pecúlio.

O aporte será pago em 40 prestações semestrais por um prazo de até 20 anos e atualizado com base na meta atuarial fixa dos planos, revista anualmente. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo da obrigação com aporte contributivo atualizado totalizava US\$ 444 (R\$ 2.206 milhões).

O restante do déficit será suportado pelas demais patrocinadoras e participantes dos planos PPSP-R e PPSP-NR.

O atual modelo, que substituiu o plano de equacionamento anterior, difere do aplicado no PED-2015 e teve como objetivo reduzir as contribuições extraordinárias no orçamento mensal de grande parte dos participantes por meio da: (i) extensão do tempo de cobrança para vitalício, em substituição aos 18 anos; (ii) adoção de alíquota única para ativos e outra para assistidos (iii) instituição de uma contribuição anual de 30% sobre o 13º benefício; e (iv) redução do valor do benefício de pecúlio.

O Novo PED inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento do PPSP-R e do PPSP-NR em adequação à Resolução 25 da CGPAR, que estabelece diretrizes e parâmetros para as empresas estatais federais quanto ao patrocínio de planos de benefícios de previdência complementar.

Em maio de 2020, com a aprovação do Novo PED e com base nos normativos vigentes, a companhia efetuou a remensuração intermediária do passivo dos planos de benefícios de pensão PPSP-R e PPSP-NR, apurando um ganho líquido no resultado de US\$ 10, sendo US\$ 375 pela redução do benefício de pecúlio e outras alterações no regulamento, compensado parcialmente pela assunção da obrigação de aporte contributivo de US\$ 364.

O custo do serviço passado apurado é resultante das mudanças ocorridas nos regulamentos dos planos, principalmente pela redução do benefício de pecúlio e pela desvinculação do INSS, bem como pelo estabelecimento de uma unidade de referência do plano (UR), que fixa um valor único, de US\$ 0,7 mil (R\$ 4 mil), reajustado anualmente pelo IPCA, necessário para determinar o valor da suplementação Petros, em substituição ao valor do INSS estimado, dos participantes ativos sem direito adquirido (ativos que não se aposentaram pelo INSS antes da alteração do regulamento). Para informações sobre a reavaliação anual do passivo atuarial, vide nota 19.3.b.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP R e PPSP NR é de 12,43 anos e 11,51 anos, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020 (13,78 anos e 11,05 anos em 31 de dezembro de 2019, respectivamente).

As contribuições esperadas do PPSP R e PPSP NR, para 2021, somaram US\$ 240 e US\$ 74, respectivamente.

19.2.2. Planos de Pensão Petros Repactuados Pré-70 e Não Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70 e PPSP NR Pré-70)

Os planos Petros Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70) e Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP NR Pré-70) são planos de benefício definido derivados da cisão do Plano Petros Repactuados e Petros Não Repactuados, ocorrida em 1º de janeiro de 2020.

O grupo Pré-70 é formado por empregados da Petrobras admitidos anteriormente a 1º de julho de 1970, que se inscreveram no Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) até 1º de janeiro de 1996 e se mantiveram ininterruptamente vinculados à patrocinadora de origem até a obtenção da condição de assistidos.

A Petrobras se responsabiliza por eventuais desequilíbrios no passivo do Pré-70, de acordo com regras específicas que regem a relação destes participantes com o plano, tendo em vista o Termo de Compromisso Financeiro - TCF existente entre Petrobras e Fundação Petros, que isenta o grupo do pagamento de contribuições extraordinárias, em caso de déficit.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP R Pré-70 e PPSP NR Pré-70 é de 8,85 anos e 8,62 anos, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020.

Termo de Compromisso Financeiro – TCF

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos do TCF, Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Fundação Petros para cobrir obrigações com planos de benefício definido, estão representados a seguir:

	31.12.2020
Passivo	
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70) ^(*)	1.254
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP NR Pré-70) ^(*)	808
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	465
Total	2.527

(*) Inclui o valor do aditivo firmado ao TCF Pré-70, no montante de US\$ 210, sendo US\$ 101 do PPSP R Pré-70 e US\$ 109 do PPSP NR Pré-70.

Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de US\$ 2.750 (US\$ 3.525 em 31 de dezembro de 2019). O saldo do TCF é um compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Em 15 de janeiro de 2021, a Companhia realizou a liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro Pré-70 (TCF Pré-70) no valor de US\$ 865 (R\$ 4.493 bilhões), sendo US\$ 468 do PPSP R Pré-70 e US\$ 397 do PPSP NR Pré-70. Com o pagamento, o montante de garantias reais está sendo revisto.

O pagamento de juros estimado sobre os TCFs, para 2021, totaliza US\$ 97.

19.2.3. Plano Petros 2

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, e está aberto para novas adesões.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. A contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou US\$ 177 em 2020 (US\$ 242 em 2019 e US\$ 260 em 2018).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2021, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2021, totalizam US\$ 188, referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano é de 22,07 anos em 31 de dezembro de 2020 (23,34 anos em 31 de dezembro de 2019).

19.3. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial.

	Plano de Pensão				Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS			
Valores reconhecidos no balanço patrimonial							
Valor presente das obrigações (VPO)	15.847	4.811	1.177	5.356	26		27.217
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.650)	(2.213)	(700)	-	(12)		(11.575)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	7.197	2.598	477	5.356	14		15.642
Movimentação do passivo atuarial líquido							
Saldo em 1º de janeiro	10.231	3.264	989	11.986	24		26.494
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	84	40	131	(1.672)	2		(1.415)
Custo do serviço (**)	(298)	(93)	64	(2.348)	-		(2.675)
Custo dos juros, líquidos	382	133	67	676	2		1.260
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(344)	285	(391)	(1.957)	(8)		(2.415)
Perdas (ganhos) de remensuração	(344)	285	(391)	(1.957)	(8)		(2.415)
Efeito caixa	(474)	(265)	-	(308)	(1)		(1.048)
Pagamento de contribuições	(255)	(80)	-	(308)	(1)		(644)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(219)	(185)	-	-	-		(404)
Outros movimentos	(2.300)	(726)	(252)	(2.693)	(3)		(5.974)
Outros	-	-	-	-	2		2
Ajustes acumulados de conversão	(2.300)	(726)	(252)	(2.693)	(5)		(5.976)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	7.197	2.598	477	5.356	14		15.642
Obrigações com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	315	99	-	-	-		414
Ajustes acumulados de conversão	12	(1)	-	-	2		13
Obrigações total com planos de saúde e pensão	7.524	2.696	477	5.356	16		16.069

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

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de US\$ 374 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e US\$ 2.538 decorrente da alteração da regra de custeio do plano AMS.

	Plano de Pensão				Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS			
Valores reconhecidos no balanço patrimonial							
Valor presente das obrigações (VPO)	20.919	5.955	1.672	11.986	37		40.569
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(10.688)	(2.691)	(683)	-	(13)		(14.075)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	10.231	3.264	989	11.986	24		26.494
Movimentação do passivo atuarial líquido							
Saldo em 1º de janeiro	7.152	2.880	411	12.236	71		22.750
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	561	211	75	1.232	7		2.086
Custo do serviço	51	6	40	208	2		307
Custo dos juros, líquidos	510	205	35	1.024	5		1.779
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	4.155	815	527	89	3		5.589
Perdas (ganhos) de remensuração	4.155	815	527	89	3		5.589
Efeito caixa	(1.057)	(376)	-	(442)	(7)		(1.882)
Pagamento de contribuições	(340)	(107)	-	(442)	(7)		(896)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(717)	(269)	-	-	-		(986)
Outros movimentos	(580)	(266)	(24)	(1.129)	(50)		(2.049)
Operações descontinuadas	(399)	(176)	(17)	(651)	(1)		(1.244)
Outros	-	-	-	-	(48)		(48)
Ajustes acumulados de conversão	(181)	(90)	(7)	(478)	(1)		(757)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	10.231	3.264	989	11.986	24		26.494

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

b) Valor presente da Obrigação (VPO)

Em 31 de dezembro de 2020, um ganho de US\$ 3.762 foi contabilizado no patrimônio líquido, dentro de outros resultados abrangentes, decorrente do efeito de premissas atualizadas sobre o valor presente das obrigações dos planos de benefícios, conforme estabelecido a seguir:

	2020					
	Plano de Pensão		Plano de saúde		Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569
Reconhecido no resultado	589	190	176	(1.672)	3	(714)
Custo dos juros	887	283	112	676	3	1.961
Custo do serviço (**)	(298)	(93)	64	(2.348)	–	(2.675)
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(148)	211	(228)	(1.957)	(7)	(2.129)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (***)	(436)	231	55	(671)	–	(821)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	–	–	(20)	1	1	(18)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	288	(20)	(263)	(1.287)	(8)	(1.290)
Outros	(5.513)	(1.545)	(443)	(3.001)	(7)	(10.509)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(920)	(228)	(35)	(310)	(2)	(1.495)
Contribuições de participantes	75	15	–	–	–	90
Outros	–	–	–	–	2	2
Ajustes acumulados de conversão	(4.668)	(1.332)	(408)	(2.691)	(7)	(9.106)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	15.847	4.811	1.177	5.356	26	27.217

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

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de US\$ 374 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e US\$ 2.538 decorrente da alteração da regra de custeio do plano AMS.

(***) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.

2019

	Plano de Pensão		Plano de saúde		Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	16.689	5.372	996	12.236	112	35.405
Reconhecido no resultado	1.408	437	122	1.232	8	3.207
Custo dos juros	1.357	431	83	1.024	6	2.901
Custo do serviço	51	6	39	208	2	306
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	5.254	1.033	670	89	5	7.051
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	1.165	17	(34)	(2.489)	(7)	(1.348)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	45	59	(43)	(169)	(1)	(109)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	4.044	957	747	2.747	13	8.508
Outros	(2.432)	(887)	(116)	(1.571)	(88)	(5.094)
Operações descontinuadas	(892)	(304)	(58)	(651)	–	(1.905)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.097)	(420)	(33)	(442)	(2)	(1.994)
Contribuições de participantes	82	16	–	–	–	98
Outros	–	–	–	–	(84)	(84)
Ajustes acumulados de conversão	(525)	(179)	(25)	(478)	(2)	(1.209)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569

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

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - PED 2015.

2020 2019

	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Outros Planos	2020	2019
					Total	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	A M S		
Até 1 Ano	879	312	31	261	1.484	1.923
De 1 a 5 Anos	3.306	1.119	149	866	5.444	9.305
De 6 a 10 Anos	3.474	1.135	145	996	5.755	8.046
De 11 a 15 Anos	3.290	778	145	859	5.077	6.459
Acima de 15 Anos	4.898	1.467	707	2.374	9.457	14.836
Total	15.847	4.811	1.177	5.356	27.217	40.569

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

c) Valor justo dos ativos dos planos

	Plano de Pensão				Plano de saúde	Outros planos	2020
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	AMS		Total	
Movimentação							
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	10.688	2.691	683	-	13	14.075	
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	505	150	45	-	1	701	
Receita de Juros	505	150	45	-	1	701	
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	196	(74)	163	-	1	286	
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	196	(74)	163	-	1	286	
Efeito caixa	474	265	-	308	1	1.048	
Contribuições pagas pela empresa	255	80	-	308	1	644	
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	219	185	-	-	-	404	
Outros movimentos	(3.213)	(819)	(191)	(308)	(4)	(4.535)	
Contribuições de participantes	75	15	-	-	-	90	
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(920)	(228)	(35)	(310)	(2)	(1.495)	
Outros	-	-	-	-	-	-	
Ajustes acumulados de conversão	(2.368)	(606)	(156)	2	(2)	(3.130)	
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	8.650	2.213	700	-	12	11.575	

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

	Plano de Pensão				Plano de saúde	Outros planos	2019
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	AMS		Total	
Movimentação							
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	9.537	2.492	585	-	41	12.655	
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	847	226	48	-	2	1.123	
Receita de Juros	847	226	48	-	2	1.123	
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.099	218	143	-	2	1.462	
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	1.099	218	143	-	2	1.462	
Efeito caixa	1.067	381	-	442	7	1.897	
Contribuições pagas pela empresa	342	108	-	442	7	899	
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	725	273	-	-	-	998	
Outros movimentos	(1.862)	(626)	(93)	(442)	(39)	(3.062)	
Contribuições de participantes	(493)	(128)	(42)	-	-	(663)	
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(1.097)	(420)	(33)	(442)	(2)	(1.994)	
Outros	-	-	-	-	(36)	(36)	
Ajustes acumulados de conversão	(354)	(94)	(18)	-	(1)	(467)	
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	10.688	2.691	683	-	13	14.075	

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

Buscando manter um bom desempenho em seus investimentos, a Fundação Petros elabora anualmente Políticas de Investimentos (PI) específicas para cada plano que têm a função de definir a condução da gestão de seus ativos para um período de cinco anos. O modelo de obtenção da melhor carteira para os planos segue duas metodologias: (i) para os planos BDs, a busca pelo menor descasamento de fluxo de caixa líquido, condicionado ao atingimento da meta atuarial; e (ii) para o plano contribuição variável, o atingimento da meta atuarial com o menor risco de mercado possível. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

Carteira Total para a Gestão de Riscos Financeiros e um foco na evolução do passivo, trouxeram um ganho para a gestão dos ativos dos planos, incluindo, mas não se limitando, a melhorias na governança, transparência no objetivo da gestão e maior robustez metodológica. O modelo de ALM – *Asset and Liability Management* é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios administrados pela Fundação Petros, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

d) Ativos dos planos de pensão

Os ativos dos planos de pensões seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam diversificação, de forma a reduzir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional - CMN.

A Fundação Petros estabelece políticas de investimentos para períodos de 5 anos, revisadas anualmente. A Petros utiliza um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para tratar os descasamentos do 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			2020		2019	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total(*)	%
Recebíveis	-	847	847	8%	963	7%
Renda fixa	4.372	2.814	7.186	62%	8.786	62%
Títulos públicos	4.372	* 452	4.824	-	6.179	-
Fundos de renda fixa	-	1.500	1.500	-	1.608	-
Outros investimentos	-	862	862	-	999	-
Renda variável	2.377	137	2.514	21%	2.905	21%
Ações à vista	2.377	-	2.377	-	2.753	-
Outros investimentos	-	137	137	-	152	-
Investimentos Estruturados	3	110	113	1%	185	1%
Imóveis	-	563	563	5%	767	5%
	6.752	4.471	11.223	97%	13.606	97%
Empréstimos a participantes	-	352	352	3%	469	3%
Valor justo dos ativos dos planos no final do	6.752	4.823	11.575	100%	14.075	100%

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2020, os investimentos incluem debêntures, no valor de US\$ 9 (US\$ 11 em 2019), além de ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 em 2019), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de US\$ 254 (US\$ 342 in 2019).

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

	Planos de Pensão		Plano de saúde			2020	2019	2018
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS	Outros Planos	Total	Total	Total
Valor presente da obrigação (VPO) – custeio e despesas	589	190	176	(1.672)	3	(714)	3.209	3.275
Valor justo dos ativos (VJA) – custeio e despesas	(505)	(150)	(45)	–	(1)	(701)	(1.123)	(1.257)
Obrigação com aporte contributivo – revisão do pecúlio	315	99	–	–	–	414	–	–
Despesa reconhecida no resultado do	399	139	131	(1.672)	2	(1.001)	2.086	2.018
Empregados ativos (custeio e resultado)	66	15	112	(276)	–	(83)	715	617
Inativos - outras despesas operacionais (**)	333	124	19	(1.396)	2	(918)	1.371	1.401
Despesa reconhecida no resultado do	399	139	131	(1.672)	2	(1.001)	2.086	2.018

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

(**) Inclui valor de (US\$ 889) referente a revisão atuarial e US\$ 29 referente atualização da obrigação com aporte contributivo - revisão do pecúlio.

f) Principais premissas atuariais adotadas no cálculo atuarial

	Planos de Pensão					2020
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Plano de saúde AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	5,83% (05/2020) 7,03% (12/2020)	5,77% (05/2020) 6,97% (12/2020)	6,55%	6,55%	7,44%	7,20%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,75%	4,54%	4,75%	4,54%	6,20%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6,17% a 3,90% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2012 IAM basic fem desagrad 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas desagradada em 40%	Álvaro Vindas desagradada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte desagradada em 20%	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 3,32% para 2021 e atingindo 3,9% de 2025 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.

	2019					AMS
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	7,13%	7,10%	6,82%	6,81%	7,30%	7,19%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,61%	4,34%	4,61%	4,34%	6,40%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	10,46% a 3,50% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Grupo americana desagradada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	IAPB 1957 Forte	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 3,61% para 2020 e atingindo 3,5% de 2035 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.

g) Análise de sensibilidade das principais premissas atuariais

A variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(2.376)	3.064	(670)	849	857	(652)
Custo do serviço e juros	(5)	-	(36)	46	114	(81)

19.4. Plano Petros 3 (PP-3)

Em 1^o de outubro de 2020, o Conselho de Administra o aprovou encaminhamento do PP-3 para análise da Secretaria de Coordena o e Governança das Empresas Estatais (SEST) e para a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), após ajustes no regulamento do Plano.

O PP-3 será uma op o previdenciária, na modalidade de contribui o definida, para migra o voluntária e exclusiva a participantes e assistidos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos P s-70.

Com a implementa o, após obten o de êxito na conclusão do estudo, a companhia realizará uma revisão atuarial nos planos de origem para apurar o efeito do custo do serviço passado, decorrente da redu o do plano, com reconhecimento em resultado do exercício. Em 27 de janeiro de 2021, a PREVIC e a SEST aprovaram a cria o do PP-3 com início de operacionaliza o previsto para o segundo trimestre de 2021.

19.5. Prática contábil sobre benefícios definidos pós-emprego

As obriga es 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. 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 obriga o final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribui es dos funcionários.

O custo do serviço   reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que   o aumento no valor presente da obriga o de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que   a varia o no valor presente da obriga o de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de altera o (introdu o, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redu o (uma redu o significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquida o (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido   a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensura es 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 contribui o definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribui es levadas ao resultado quando incorrida.

20. Processos judiciais e contingências

20.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões 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) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime (RMNR); e (ii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) cobrança e creditamento de ICMS diversos; e (iii) multas por descumprimento de obrigação acessória.
- Processos cíveis referentes a: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) cobrança de royalties e participações governamentais, incluindo royalties sobre extração de xisto; e (iii) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição.
- Processos ambientais, em especial: (i) indenização e multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; e (ii) multas relativas à operação offshore da companhia.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo circulante e não circulante	31.12.2020	31.12.2019
Processos trabalhistas	706	895
Processos fiscais	488	463
Processos cíveis	713	1.523
Processos ambientais	292	232
Total	2.199	3.113

	2020	2019
Saldo inicial	3.113	7.405
Adição, líquida de reversão	464	1.290
Utilização	(744)	(5.332)
Atualização	28	233
Transferência para mantidos para venda	-	(289)
Outros	20	22
Ajuste Acumulado de conversão	(682)	(216)
Saldo final	2.199	3.113

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

As principais reduções nas provisões para processos judiciais em 2020 referem-se à utilização de provisões relativas a ações cíveis envolvendo questões contratuais, principalmente devido a acordos celebrados no período.

20.2. Depósitos Judiciais

Os depósitos judiciais efetuados em relação aos processos judiciais estão demonstrados no quadro abaixo de acordo com a natureza dos processos correspondentes:

Ativo não circulante	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais	5.154	5.926
Trabalhistas	831	1.056
Cíveis	1.095	1.082
Ambientais	113	160
Outros	88	12
Total	7.281	8.236

	2020	2019
Saldo inicial	8.236	6.711
Adição, líquido de reversão	937	2.021
Utilização	(86)	(187)
Atualização financeira	90	329
Transferência para mantidos para venda	-	(313)
Outros	(4)	(1)
Ajuste Acumulado de conversão	(1.892)	(324)
Saldo final	7.281	8.236

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia efetuou depósitos judiciais no valor de US\$ 937, incluindo: (i) US\$ 301 relacionados ao afretamento de plataformas devido à disputa legal relacionada ao IRRF; (ii) US\$ 294 referente ao IRPJ e CSLL por não adicionar os lucros de subsidiárias e afiliadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL; (iii) US\$ 210 referente a Unificação de Campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iv) depósito de US\$ 78 como garantia para uma operação de apreensão de navios; e (v) US\$ 67 referente à cobrança de imposto de renda (IRPJ e CSLL) pela dedução de despesas com a contribuição ao Plano Petros.

20.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais 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 2020, 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	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais	24.511	32.376
Trabalhistas	8.179	9.734
Cíveis - Gerais	4.621	5.977
Cíveis - Ambientais	1.465	1.576
Total	38.776	49.663

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
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 fase administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.	9.532	11.632
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL.		
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível face ao fato de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores.	4.106	5.224
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. A companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos.	781	1.019
4) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial.	812	992
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 na esfera judicial em fases distintas.	454	579
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	468	536
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
7) 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 marítimos". Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	1.056	1.250
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB e SE.		
8) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados, sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa e outras na esfera judicial. A exposição foi reduzida em razão da inclusão de débitos de ICMS em programa de anistia estadual do RJ.	384	1.191
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL e BA.		
9) Exigência de ICMS em 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 fase administrativa e judicial diversas.	788	1.098
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.		
10) 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 na esfera administrativa e judicial diversas.	818	1.058
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
11) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	812	989
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, SC e RS.		
12) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado, e não o estado do MS. Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no STF. Em julgamento de ação ajuizada pelo Estado do MS contra os Estados de SP, SC e RS no STF, por maioria de votos foi reconhecido o Estado do MS como legítimo credor do tributo, determinando aos Estados de SP, SC e RS que se abstenham de autuar a Companhia. Com a decisão do STF a expectativa foi alterada para perda remota. A referida decisão ainda não transitou em julgado, estando em curso prazo recursal para os Estados de SP, SC e RS.	-	640
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ e PR		
13) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno e outros questionamentos decorrentes da utilização de benefício fiscal de ICMS. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial. Em 2020, as legislações federal e do estado do RJ reconheceram a remissão/anistia sobre esses débitos. Em razão disso, a expectativa foi alterada para perda remota nos processos do RJ.	21	634
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, AL, SP e PR.		
14) 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 fase administrativa e judicial diversas.	517	602
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.		
15) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	392	571
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
16) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	416	565
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, RS, PR e SE.		

17) 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 ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial. A exposição foi reduzida em razão da revisão da expectativa de perda dos processos desse assunto.	331	562
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PB e AM.		
18) 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.	418	511
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
19) IRPJ e CSLL - Amortização de ágio na aquisição de participações societárias. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa diversas	326	228
20) Processos diversos de natureza fiscal.	2.079	2.495
Total de processos de natureza fiscal	24.511	32.376

	31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
Descrição dos processos de natureza trabalhista		
Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: O Pleno do Tribunal Superior do Trabalho - TST julgou o incidente de recurso repetitivo instaurado e decidiu contrariamente à companhia. A Petrobras apresentou Recurso Extraordinário, que atualmente aguarda julgamento no Supremo Tribunal Federal. No dia 26/07/2018, o Supremo Tribunal Federal, por intermédio do seu Ministro Presidente, deferiu o pedido da companhia no sentido de obstar os efeitos do julgamento proferido pelo TST, determinando, com isso, a suspensão das ações individuais e coletivas que discutem o assunto RMNR, até deliberação desta matéria na Suprema Corte ou ulterior deliberação, em sentido contrário, do Relator designado para o processo. No dia 13/08/2018, o Relator designado confirmou a decisão da Presidência e estendeu os seus efeitos às ações rescisórias em curso sobre a matéria, as quais devem permanecer suspensas nos Tribunais em que se encontrem.	6.679	7.732
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.500	2.002
Total de processos de natureza trabalhista	8.179	9.734

	31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
Descrição dos processos de natureza cível		
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.		
1) Processos administrativos e judiciais que discutem diferença de participação especial e royalties em campos diversos. Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e fase judicial diversas.	927	892
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP e outras agências reguladoras.		
2) Processos administrativos e judiciais que discutem 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 fase administrativa e judicial diversas.	392	627
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP		
3) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça; e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE). Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo: 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 revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, tem depositado os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem; c) Tartaruga Verde e Mestiças: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem.	471	391

Autor: EIG Management Company nos Estados Unidos

4) Ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete").

Situação atual: A ação judicial proposta pela EIG e afiliadas, na qual alegam que a companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na Sete, através de comunicações que teriam deixado de revelar um suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a Sete. Durante o ano de 2020, o caso continuou na fase de produção de provas no juízo de primeira instância. Aguarda-se o agendamento das próximas fases processuais, inclusive da audiência final de mérito. Redução de valor em virtude principalmente do encerramento em 2020 de diversas arbitragens no Brasil referentes ao assunto Sete Brasil.

53 1.024

Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.

5) 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 se discute o monopólio estadual dos serviços

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.

308 299

6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para demandas relacionadas a contratos e responsabilidade civil.

2.470 2.744

Total de processos de natureza cível

4.621 5.977

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	31.12.2020	31.12.2019
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16 de julho de 2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a companhia, ré, interpuseram recursos de apelação. Foi dado parcial provimento aos recursos de apelação e pendem de julgamento embargos de declaração.	425	470
2) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para multas relativas às operações da companhia e ação civil pública	1.040	1.106
Total de processos de natureza ambiental	1.465	1.576

20.4. Ação coletiva na Holanda e arbitragens no Brasil e na Argentina

20.4.1. 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.

A Companhia apresentou sua primeira contestação ao pleito em 3 de maio de 2017 (data da primeira pauta), apresentando os escritórios de advocacia que irão defender essas empresas e solicitando audiência para discussão de alguns aspectos do caso.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência na Corte Distrital de Rotterdam ("Corte") para estabelecer o cronograma do processo. A Petrobras e outros réus apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada audiência para apresentação de argumentos orais das partes. No dia 19 de setembro de 2018, a Corte proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

Em 29 de janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da *class action* dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação e a Petrobras se manifestaram a respeito dos temas tratados na referida decisão e apresentaram seus argumentos orais em audiência realizada em 26 de janeiro de 2021.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, eis que 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. A Petrobras é vítima do esquema de corrupção revelado pela operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

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.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e pretendem se defender firmemente.

20.4.2. 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. Essa ação judicial ainda se encontra pendente e ainda não teve o seu mérito julgado. 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. Ainda cabe recurso contra esta decisão. 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.

20.4.3. Arbitragens 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 pago a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 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..

20.5. 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 como "fato relevante" no mercado argentino a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* 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. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 3 da cidade de Buenos Aires;
- 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 defesas processuais, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Em 14 de setembro de 2020, o juiz responsável aceitou a defesa da companhia de imunidade de jurisdição e decidiu que a Petrobras não pode ser demandada em uma ação penal perante a Justiça argentina. A Associação recorreu contra essa decisão, estando o recurso pendente de julgamento. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 2 da cidade de Buenos Aires.

20.6. Processos judiciais – recuperação de tributos

20.6.1. Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

A companhia ajuizou ações contra a União para pleitear a inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS no período de 2001 até 2020. A referida ação foi julgada integralmente procedente, reconhecendo à Petrobras o direito de compensar os valores indevidamente recolhidos a título de PIS e COFINS, tendo essa decisão transitada em julgado e o respectivo ativo reconhecido no exercício de 2020, conforme nota explicativa 17 de Tributos.

O crédito reconhecido no ativo se refere à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, conforme orientação da Receita Federal do Brasil (Solução de Consulta COSIT 13), enquanto que a diferença para o critério do ICMS destacado na nota fiscal não foi registrada no ativo, visto que ainda depende de decisão do STF.

20.7. Prática contábil sobre provisões para processos judiciais, passivos contingentes e ativos contingentes

As provisões são reconhecidas quando: (i) a companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável.

Passivos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável. Caso a entrada de benefícios econômicos seja tida como praticamente certa, o ativo relacionado não é um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

21. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não-circulante	2020	2019
Saldo inicial	17.460	15.133
Revisão de provisão	5.720	5.642
Transferências referentes a passivos mantidos para venda (*)	(519)	(3.071)
Utilização por pagamentos	(446)	(502)
Atualização de juros	571	699
Outros	15	3
Ajuste acumulado de conversão	(4.021)	(444)
Saldo final	18.780	17.460

(*) Em 2019, inclui transferências relativas à bacia de Campos, concessões no Rio Grande do Norte, concessões da Bahia, campo de Frade e campo de Baúna, conforme nota explicativa 24.

A companhia revisa anualmente, com data base em 31 de dezembro, seus custos estimados com desmantelamento de áreas de produção de petróleo e gás, em conjunto com seu processo de certificação anual de reservas e quando houver indicativo de mudanças em suas premissas.

No ano de 2020, a revisão da provisão resultou em um aumento de US\$ 5.720, refletindo o Plano Estratégico 2021-2025 e a revisão de premissas técnicas. Destacamos os principais fatores:

- aumento atribuível à desvalorização do Real frente ao Dólar norte americano (de R\$ 4,03/US\$ 1,00 em 2019, para R\$ 5,20/US\$ 1,00 em 2020), com impacto nos custos em dólar;
- aumento decorrente da antecipação do cronograma de abandono em alguns campos (principalmente Tupi, Marlim Sul, Roncador e Jubarte);
- aumento em função da redução da taxa de desconto ajustada ao risco de 4,22% a.a. em 2019 para 4,15% a.a. em 2020, refletindo uma melhora na percepção de risco no panorama mundial;
- redução em função da revisão de premissas técnicas de poços e equipamentos.

21.1. Prática contábil sobre provisões para desmantelamento de área

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás de um campo terem sido demonstradas. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.6 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados, sendo que se 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, mas não podendo exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos com futuras remoções e recuperações ambientais decorrentes do processo de venda dos ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

22. Outros ativos e passivos

Ativo		31.12.2020	31.12.2019
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	780	670
Adiantamento a fornecedores	(b)	394	647
Despesas antecipadas	(c)	263	1.130
Operações com derivativos	(d)	119	85
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	71	115
Outros		238	349
		1.865	2.996
Circulantes		1.230	1.493
Não circulantes		635	1.503

Passivo		31.12.2020	31.12.2019
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	936	70
Retenções contratuais	(g)	536	642
Adiantamento de clientes e parceiros	(h)	433	509
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	460	610
Impostos e contribuições	(j)	406	534
Operações com derivativos	(d)	283	157
Credores diversos		123	155
Salários, férias, encargos e participações	(k)	147	38
Outros		483	608
		3.807	3.323
Circulantes		1.603	1.973
Não circulantes		2.204	1.350

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 à parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos dos seguintes polos: (i) Riacho da Forquilha; (ii) Pampo e Enchova; (iii) Macau; e (iv) Lagoa Parda. 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 polos.
- 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 17.
- k) Parcela não circulante da provisão do plano de desligamento voluntário (PDV), conforme nota explicativa 18.

22.1. 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.

23. Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2020, 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.

No decorrer do exercício de 2020, foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de US\$ 155 (US\$ 220 em 2019). Estes recursos estão apresentados outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de US\$ 1.287 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

23.1. Investigações envolvendo a companhia

23.1.1. Securities and Exchange Commission - SEC e U.S. Department of Justice – DoJ

Em 27 de setembro de 2018, a Petrobras divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações da Securities and Exchange Commission - SEC e do U.S. Department of Justice - DoJ, relacionados aos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras da companhia, durante o período de 2003 a 2012.

Os acordos encerraram completamente as investigações das autoridades norte-americanas e estabeleceram pagamentos de US\$ 85 ao DoJ e mesmo valor à SEC no primeiro trimestre de 2019. Adicionalmente, reconheceram a destinação de US\$ 683 às autoridades brasileiras que a Petrobras depositou em Janeiro de 2019 em uma conta de depósito judicial. A Companhia reconheceu integralmente os efeitos dessas liquidações como outras receitas e despesas no terceiro trimestre de 2018.

Os acordos atenderam aos melhores interesses da Petrobras e de seus acionistas e puseram fim a incertezas, ônus e custos associados a potenciais litígios nos Estados Unidos.

23.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em maio de 2019, a Petrobras foi contatada pela U.S. Commodity Futures Trading Commission – CFTC com pedidos de informação sobre as atividades de trading que são objeto de investigação na Operação Lava Jato. A Petrobras continuará cooperando com as autoridades, incluindo a CFTC, com relação a qualquer apuração.

23.1.3. 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. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

24. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (Gas Supply Agreement) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB possui vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA será automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras. Em 6 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes alteraram 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.

Assim, em 31 de dezembro de 2020, o valor total do GSA para 2021 é de cerca de 7,30 bilhões de metros cúbicos de gás natural (equivalente a 20,00 milhões de metros cúbicos por dia) e corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,06 bilhão. Com base na cláusula de extensão mencionada, a Companhia espera que as compras continuem até maio de 2024, no mesmo volume, de acordo com os indicadores atuais, representando um valor adicional estimado de US\$ 3,35 bilhões, para o período de 1 de janeiro de 2021 a 05 de maio de 2024.

25. Imobilizado

25.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens (*)	Ativos em construção (**)	Gastos c/exploração e desenv. (campos produtores petróleo e gás) (***)	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2019	5.210	76.028	28.926	47.219	-	157.383
Adoção Inicial IFRS 16	-	-	-	-	26.575	26.575
Adições	-	2.784	5.269	145	2.332	10.530
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	5.497	-	5.497
Juros capitalizados	-	-	1.336	-	-	1.336
Revisão Cessão Onerosa	-	-	-	(8.319)	-	(8.319)
Baixas	(3)	(92)	(293)	(407)	(21)	(816)
Transferências	478	6.055	(10.466)	4.879	126	1.072
Transferências para ativos mantidos para venda	(803)	(4.942)	(621)	(1.204)	(1.339)	(8.909)
Depreciação, amortização e depleção	(231)	(6.106)	-	(4.756)	(5.019)	(16.112)
Impairment - constituição	(2)	(1.298)	(1.453)	(743)	(161)	(3.657)
Impairment - reversão	-	236	80	459	-	775
Ajuste acumulado de conversão	(199)	(2.287)	(826)	(1.873)	(905)	(6.090)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.450	70.378	21.952	40.897	21.588	159.265
Custo acumulado	6.856	119.993	21.952	70.647	26.440	245.888
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(2.406)	(49.615)	-	(29.750)	(4.852)	(86.623)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.450	70.378	21.952	40.897	21.588	159.265
Adições	-	4.587	3.090	365	4.338	12.380
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas (nota explicativa 21)	-	-	-	5.421	-	5.421
Juros capitalizados	-	-	941	-	-	941
Baixas	(4)	(438)	(461)	(187)	(1.271)	(2.361)
Transferências	(258)	2.676	(3.175)	1.336	(21)	558
Transferências para ativos mantidos para venda	(8)	(226)	27	(848)	(13)	(1.068)
Depreciação, amortização e depleção	(142)	(4.298)	-	(3.864)	(4.022)	(12.326)
Impairment - constituição (nota explicativa 27)	(14)	(7.293)	(2.855)	(4.603)	(337)	(15.102)
Impairment - reversão (nota explicativa 27)	-	5.542	482	1.612	124	7.760
Ajuste acumulado de conversão	(981)	(12.248)	(4.558)	(8.963)	(4.517)	(31.267)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	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, amortização, depleção e impairment acumulado (****)	(2.407)	(48.519)	(12.101)	(29.736)	(7.911)	(100.674)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.043	58.680	15.443	31.166	15.869	124.201
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida	8 (2 a 47)	

(*) 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 33.

(***) 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.

(****) No caso dos ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2020 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal. Em 2020, destaca-se a entrada em operação do FPSO P-70, sistema de produção localizado no campo de Atapu.

Os direitos de uso estão apresentados pelos seguintes ativos subjacentes:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2020	7.979	7.167	723	15.869
Custo acumulado	11.144	11.257	1.379	23.780
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(3.165)	(4.090)	(656)	(7.911)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.196	8.335	1.057	21.588
Custo acumulado	14.542	10.698	1.364	26.604
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.346)	(2.363)	(307)	(5.016)

25.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro de 2020
até 5 anos	3.456	(2.627)	829
6 - 10 anos	8.255	(4.947)	3.308
11 - 15 anos	5.266	(1.075)	4.191
16 - 20 anos	35.395	(25.213)	10.182
21 - 25 anos	28.875	(5.966)	22.909
25 - 30 anos	11.464	(2.296)	9.168
30 anos em diante	4.500	(1.992)	2.508
Método da Unidade Produzida	15.305	(6.804)	8.501
Total	112.516	(50.920)	61.596
Edificações e benfeitorias	5.317	(2.401)	2.916
Equipamentos e outros bens	107.199	(48.519)	58.680

25.3. Prática contábil sobre 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 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 de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Os empréstimos, diretamente atribuíveis à construção de ativos qualificáveis são excluídos desse cálculo até que todas as atividades necessárias para deixar o referido ativo em condições de uso ou venda pretendidas pela administração estejam concluídas. 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 25.2, 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.

25.4. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

Em 1º de novembro de 2019, a Petrobras assinou com a União o Termo Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, que prevê o reembolso à Companhia de US\$ 9.058, conforme estabelecido na Resolução 5/2019 promulgada em abril de 2019 pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Nessa assinatura, a Companhia reconheceu contas a receber compensando o imobilizado, no montante de US\$ 8.319 (considerando a taxa de câmbio média vigente no quarto trimestre de 2019). Em 11 de dezembro de 2019, o Governo Federal Brasileiro pagou este valor à Companhia, com juros à taxa SELIC desde a data da assinatura, no valor de US\$ 43, contabilizado como receita financeira em 2019.

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

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 devido à sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 12 além de perdas reconhecidas em anos anteriores.

Em 2019, os seguintes campos de petróleo e gás foram devolvidos à ANP: Juruá, Iraúna, Barra do Ipiranga, Lagoa Branca, Nativo Oeste, Jacupemba, Mariricu Oeste, Rio Barra Seca, Rio Itaúnas Leste, Rio São Mateus Oeste e Sul de Sapinhoá. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente devido à sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 74 além de perdas reconhecidas em anos anteriores.

Em 2018, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Japiim, Camarão Norte, parte da Espadarte e parte da Sibite. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente devido à sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 0,1 além de perdas reconhecidas em anos anteriores.

25.6. 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 6,12% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (6,40 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

26. Intangível

26.1. Por tipo de ativos

Direitos e Concessões

Software

Ágio (goodwill)

Total

Saldo em 1º de janeiro de 2019	2.330	272	203	2.805
Adições	1.339	74	–	1.413
Direito de exploração de petróleo - Excedente da Cessão Onerosa	15.341	–	–	15.341
Juros capitalizados	–	4	–	4
Baixas	(11)	(6)	–	(17)
Transferências	(83)	(47)	(137)	(267)
Amortização	(10)	(60)	–	(70)
Impairment - constituição	(1)	–	–	(1)
Ajuste acumulado de conversão	263	5	(3)	265
Saldo em 31 de dezembro de 2019	19.168	242	63	19.473
Custo	19.290	1.469	63	20.822
Amortização acumulada	(122)	(1.227)	–	(1.349)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	19.168	242	63	19.473
Adições	31	88	–	119
Juros capitalizados	–	1	–	1
Baixas	(173)	(3)	–	(176)
Transferências	(2)	(1)	(26)	(29)
Amortização	(8)	(58)	–	(66)
Impairment - constituição	–	(6)	(6)	(12)
Ajuste acumulado de conversão	(4.302)	(53)	(7)	(4.362)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	14.714	210	24	14.948
Custo	14.803	1.245	24	16.072
Amortização acumulada	(89)	(1.035)	–	(1.124)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	14.714	210	24	14.948
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	Indefinida	

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

Resultado da 16ª Rodada de Licitações da ANP

Em 10 de outubro de 2019 a Petrobras adquiriu bloco marítimo na 16ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da Petrobras foi de US\$ 348.

Não houve novas rodadas de licitação no regime de concessão durante 2020.

Direito de exploração de petróleo – Excedente da Cessão Onerosa e Partilha de Produção

Em 6 de novembro de 2019, a ANP realizou a 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, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%) e 100% de participação no excedente do campo de Itapu. Os bônus de assinatura foram pagos no último trimestre de 2019 e os contratos de partilha da produção assinados com as entidades regulatórias no primeiro trimestre de 2020.

O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de US\$ 14.912.

Atualmente, encontra-se em negociação o acordo de coparticipação e que deverá ser concluído até setembro de 2021, dando base finais aos direitos e obrigações decorrentes do contrato de partilha da produção de Búzios e Itapu. Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, os valores dos bônus de assinatura pagos no leilão do Excedente da Cessão Onerosa serão transferidos do ativo intangível para o ativo imobilizado após a finalização do acordo de coparticipação e eventuais ajustes nos volumes de reservas incorporadas pela Petrobras.

Em 7 de novembro de 2019, a ANP realizou a 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção. A Petrobras adquiriu, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (20%), o bloco Aram, localizado na Bacia de Santos. A Petrobras deterá 80% de participação e será operadora do campo, cujo valor do bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de US\$ 982, pago integralmente em 27 de dezembro de 2019.

Não houve novas rodadas de licitação no regime de partilha durante 2020.

Assunção de participação adicional em contratos de concessão

Ao longo de 2020, empresas parceiras em alguns projetos exploratórios decidiram deixar o negócio e a companhia assumiu a sua participação nos consórcios. A assunção dos direitos foi a título não oneroso, não implicando em desembolso. Até 31 de dezembro de 2020, a ANP havia aprovado a assinatura dos aditivos dos contratos de concessão referente aos blocos exploratórios ES-M-596 (originalmente, Petrobras com 50% e Equinor com 50%), ES-M-671 (Petrobras, 40%; Equinor, 35% e Total, 25%) e ES-M-743 (Petrobras, 40%; Equinor, 35% e Total, 25%), nos quais a companhia passou a deter 100% de participação.

Tratando-se de transação semelhante a uma doação, as parcelas referentes aos direitos de exploração assumidas foram avaliadas a valor justo, tendo como parâmetro o valor total do bônus oferecido a esses blocos na 11ª rodada de licitações. O valor do bônus de assinatura correspondente às participações assumidas foi reconhecido no ativo intangível, no montante de US\$ 25, em contrapartida a outras receitas operacionais. A companhia recebeu às parcelas devidas pelos parceiros no programa exploratório mínimo (PEM).

26.2. Prática contábil sobre ativos intangíveis

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e são compostos por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, softwares e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), decorrente de combinação de negócio, que nas demonstrações financeiras individuais é apresentado no Investimento.

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, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área, o valor do bônus de assinatura, correspondente ao direito de exploração, perfuração e produção de jazidas de óleo e gás, é reclassificado para conta do ativo imobilizado pelo seu valor integral. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Caso no momento da definição do primeiro campo de um bloco existirem atividades exploratórias sendo executadas em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área, então o valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado parcialmente, tendo 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.

Contudo, 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.

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

Em 2020, a Petrobras decidiu devolver à ANP 45 blocos exploratórios (12 blocos exploratórios em 2019), situados nas áreas de Camamu-Almada, Espírito Santo, Jequitinhonha, Potiguar, Recôncavo, Pelotas, Pernambuco- Paraíba, Santos e Sergipe-Alagoas (Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar, Recôncavo e Parnaíba em 2019). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram US\$ 172 (US\$ 3 em 2019) principalmente em função do bloco exploratório de Peroba em Santos (US\$ 154).

27. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

A Companhia testa anualmente seus ativos quanto à redução ao valor recuperável ou quando há indicação de que o valor contábil pode não ser recuperável.

Durante 2020, as perdas por redução ao valor recuperável foram reconhecidas principalmente no primeiro trimestre, decorrentes de efeitos significativos e adversos no mercado de petróleo e derivados: (i) o início da pandemia COVID-19, com redução acentuada da circulação de pessoas e a atividade econômica mundial, causando um choque na demanda desses produtos, e (ii) o fracasso nas negociações entre os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e seus aliados, liderados pela Rússia, para definir os níveis de produção, o que contribuiu para uma aumento da oferta mundial de petróleo com redução do preço no início de março.

Esses eventos levaram à companhia a adotar uma série de medidas no início do ano visando à preservação da geração de caixa e a revisar algumas de suas premissas-chave de seu Planejamento Estratégico 2020-2024, tais como preço do Brent, taxa de câmbio, spreads de derivados, dentre outras, com reflexos nos testes de recuperabilidade do primeiro trimestre.

Em 25 de novembro de 2020, a administração concluiu e aprovou o seu Plano Estratégico 2021-2025, considerando uma atualização completa das premissas econômicas, bem como do seu portfólio de projetos e estimativas de volumes de reserva, que suportam os testes de redução ao valor recuperável realizados neste período de relatório.

A produção de óleo e gás estimada no âmbito do plano indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que gerem maior valor, com aumento da participação dos ativos da camada pré-sal, que apresentam menores custos de extração. Nesse período, está prevista a entrada em operação de 13 novos sistemas de produção, todos destinados a projetos em águas profundas e ultraprofundas.

O investimento previsto no plano estratégico para o período de cinco anos é de US\$ 55 bilhões, 84% destinados ao segmento de E&P (dos quais US\$ 32 bilhões destinados aos ativos do pré-sal).

A tabela abaixo mostra as perdas por redução ao valor recuperável e reversões reconhecidas na demonstração do resultado em 2020, 2019 e 2018:

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perda) / reversões por impairment	Segmento	Comentários 2020
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	42.421	40.511	(7.316)	Exploração e Produção, Brasil	item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	120	–	(119)	Exploração e Produção, Brasil	item (b1)
Comperj	266	526	260	RTC, Brasil	item (c1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	410	388	(22)	RTC, Brasil	item (d1)
Segmento corporativo	152	–	(161)		item (e)
Outros			3	Diversos	
Total			(7.355)		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Diversos projetos	–	270	79	E&P - Brasil	nota 27.2
Navios Cartola e Ataulfo Alves	80	19	(62)	Gás e Energia, Brasil	nota 27.2
Total			(7.338)		
2019					
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	105.532	196.994	(1.859)	Exploração e Produção, Brasil	item (a2)
Conjunto de navios da Transpetro	1.347	1.453	103	RTC, Brasil	item (f1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de	314	–	(307)	Exploração e	item (b2)
UFN III	204	–	(200)	RTC, Brasil	item (g1)
Comperj	330	117	(209)	RTC, Brasil	item (c2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	1.043	498	(534)	RTC, Brasil	item (d2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de	343	15	(333)	Exploração e	item (h)
Outros	33	–	(67)	Diversos	
Total			(3.406)		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Polo Pampo e	328	808	494	Exploração e	nota 27.2
Campos de produção de óleo e gás - Frade	19	105	84	Exploração e	nota 27.2
Campos de produção de óleo e gás - Maromba	–	68	67	Exploração e	nota 27.2
POG	444	354	(89)	Exploração e	
Outros	592	468	2	Diversos	
Total			(2.848)		
2018					
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	7.019	9.923	(524)	Exploração e Produção, Brasil	item (a3)
Conjunto de navios da Transpetro	1.721	1.300	(428)	RTC, Brasil	item (f2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de	199	6	(197)	Exploração e	item (b3)
UFN III	312	200	(114)	RTC, Brasil	item (g2)
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	2.258	1.554	(715)	Exploração e Produção, Exterior	item (i)
GASFOR II	58	–	(59)	Gás e Energia, Brasil	item (j)
Comperj	46	–	(47)	RTC, Brasil	item (c3)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	1.114	1.092	(22)	RTC, Brasil	item (d3)
Outros	666	756	(14)	Diversos	
Total	2.579	2.929	(2.120)		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Polo Riacho da Forquilha	98	459	34	Exploração e Produção, Brasil	nota 27.2
Outros	25	109	81	Diversos	
Total			(2.005)		

(*) Inclui apenas os valores contábeis e os valores recuperáveis de ativos com perda no valor recuperável, para os quais as reversões foram reconhecidas.

(**) Os valores recuperáveis de ativos para o cálculo do valor recuperável foram o seu valor em uso, exceto os equipamentos de perfuração e produção de óleo e gás que foram baseados no seu valor justo.

27.1. Imobilizado e Intangível

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 pré-imposto, 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 materialmente diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes foram:

Setor	31.12.2020	31.12.2019
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,1% a.a.	6,8% a.a.
Refino no Brasil	6,1% a.a.	6,4% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,4% a.a.	7,8% a.a.
Logística de Gás	6,4% a.a.	6,3% a.a.
Transporte no Brasil	5,4% a.a.	entre 4,3% e 5,8% a.a.

27.1.1. Premissas de planejamento utilizadas nos testes de Impairment

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2020 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\$ (a preços de 2019)	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

(*) Nos testes de recuperabilidade do primeiro trimestre, o preço médio do petróleo Brent variou de US\$ 25/barril a US\$ 50/barril e a taxa média de câmbio de R\$ 5,09/US\$ a R\$ 3,78/US\$.

Em 2019, as estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs foram:

Plano Estratégico 2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	65	65	65	65	65	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2016)	3,85	3,79	3,75	3,72	3,70	3,60

27.1.2. Revisão de Unidades Geradoras de Caixa

Ao longo de 2020, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento de E&P:

- (i) Polo Norte: exclusão das plataformas PCH-1, PCH-2 e PNA-2 e dos campos de Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Garoupa, Malhado, Namorado, Parati e Viola, que tiveram suas produções hibernadas e sem previsão de retomada. A UGC Polo Norte passa a ser formada pelos campos de Marlim, Albacora e Voador e plataformas remanescentes;
 - (ii) Polo Fazenda Alegre: exclusão dos campos Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego Dourado, Fazenda São Jorge, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Seriema e Tabuiaíá, em função dos desinvestimentos realizados. A UGC Polo Fazenda Alegre passa a ser formada pelos campos Cancã e Fazenda Alegre; e
 - (iii) Polo CVIT: extinção do polo, que era formado pelos campos Golfinho e Canapu, em função da decisão pelo encerramento das operações do campo Canapu. Os dois campos passam a ser testados isoladamente.
- UGCs do segmento de Gás e Energia:
 - (i) UGC Gás Natural: exclusão da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Atalaia, em função da não previsão de recursos para sua continuidade operacional no Planejamento Estratégico 2021-2025. A unidade passa a ser testada isoladamente.
 - (ii) UGCs FAFENS: extinção das UGCs referentes as plantas de fertilizantes FAFEN-BA e FAFEN-SE, tendo em vista contrato de arrendamento assinado com a Proquigel Química e classificado como arrendamento financeiro, levando ao reconhecimento de um recebível em contrapartida a baixa do ativo imobilizado.
 - UGC do segmento de RTC:
 - (i) UGC Transporte: exclusão dos navios Cartola e Ataulfo Alves da UGC em função da classificação dos navios como mantidos para venda, decorrente do encerramento de suas operações e decisão de venda pela Administração da Transpetro.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas nas notas explicativas 4.2 e 4.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

27.1.3. Principais resultados dos testes para redução ao valor recuperável dos ativos

Informações sobre as principais perdas no valor de recuperação em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil –2020

As perdas por redução ao valor recuperável em propriedades produtoras no Brasil totalizam US\$ 7.316, a maior parte relacionada a UGCs que prestam serviços em campos de E&P, refletindo também a hibernação de ativos de produção no primeiro trimestre de 2020, bem como a revisão das principais premissas de o Plano Estratégico, principalmente preços esperados do Brent, desvalorização do real frente ao dólar norte-americano, desaceleração econômica e redução da demanda por petróleo e derivados.

A tabela a seguir apresenta prejuízos significativos para 2020:

UGC	Bacia	Área	Perda	Valor contábil líquido após impairment
Norte	Bacia de Campos	Pós-Sal	(1.335)	4.765
Roncador	Bacia de Campos	Pós-Sal	(1.265)	7.271
Carmópolis	Bacia do Sergipe	Terra e Águas rasas	(594)	127
Albacora Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	(470)	1.379
Berbigão-Sururu	Bacia de Santos	Pré-Sal	(467)	2.754
Namorado	Bacia de Campos	Pós-Sal	(304)	-
Marlim Sul	Bacia de Campos	Pós-Sal	(299)	5.913
Golfinho	Bacia de Santos	Pré-Sal	(253)	182
Viola	Bacia de Campos	Pós-Sal	(180)	-
Papa-Terra	Bacia de Campos	Pós-Sal	(164)	1
Cherne	Bacia de Campos	Pós-Sal	(157)	-
Garoupa	Bacia de Campos	Pós-Sal	(148)	-
Canto do Amaro	Bacia Potiguar	Terra e Águas rasas	(138)	210
Malhado	Bacia de Campos	Pós-Sal	(133)	-
Congro	Bacia de Campos	Pós-Sal	(131)	-
Uruguá	Bacia de Santos	Pós-Sal	(114)	129
Siririzinho	Bacia de Sergipe-Alagoas	Terra e Águas rasas	(86)	60
Outros (*)			(1.078)	13.046
Total			(7.316)	35.837

(*) Composto de 92 UGCs.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil –2019

A avaliação de redução ao valor recuperável para propriedades em produção no Brasil resultou em US\$ 1.859 perdas por redução ao valor recuperável, compreendendo principalmente:

- Perdas por redução ao valor recuperável de US\$ 2.092, principalmente relacionadas às UGCs de Papa-Terra (US\$ 369), grupo Uruguá (US\$ 344), grupo CVIT (US\$ 206), Corvina (US\$ 158), Piranema (US\$ 128), Camorim (US\$ 109), Pirambu (US\$ 102), Grupo Merluza (US\$ 98), Grupo Miranga (US\$ 76), Guaricema (US\$ 76) e Grupo Água Grande (US\$ 72), principalmente devido à redução nas estimativas do preço médio do Brent no horizonte de projeção, a estimativas mais elevadas de custos de descomissionamento futuros, devido à redução nas taxas de desconto sem risco, e a mudanças no cronograma de remoção e tratamento de petróleo e instalações de produção de gás;
- Reversões de redução ao valor recuperável de US\$ 53, principalmente relacionadas ao grupo Peroá (US\$ 30) e Castanhal (US\$ 12), principalmente devido a ganhos na curva de produção e benefício fiscal de depreciação acelerada relacionado ao novo modelo tributário para atividades de petróleo e gás.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2018

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram no reconhecimento da reversão de perdas líquidas no valor de US\$ 103 (taxa de desconto pós-imposto de 7,4% a.a.):

- Perdas no montante de US\$ 1.054, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Camorim (US\$ 140), Linguado (US\$ 139), Piranema (US\$ 93), Guaricema (US\$ 92), Juruá (US\$ 91), Bicudo (US\$ 83), Caioba (US\$ 61), Polo Pper-1 (US\$ 49), Garoupinha (US\$ 39), Frade (US\$ 39), Castanhal (US\$ 36) e Papa Terra (US\$ 35), principalmente, devido ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, derivada da revisão das estimativas de gastos futuros com abandono de equipamentos, bem como pelo aumento da taxa de câmbio.
- Reversões de perdas no montante de US\$ 530, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Cvit (US\$ 158), Polo Uruguá (US\$ 151), Polo Ceará Mar (US\$ 50), Dom João (US\$ 23), Polo Miranga (US\$ 16), Polo Fazenda Belém (US\$ 13) e Polo Bijupirá-Salema (US\$ 13), principalmente, devido à revisão de projetos, aprovada no plano de negócios da companhia, com a consequente extensão da curva de produção.

b1) 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.

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2019

Em 2019, a Companhia decidiu descontinuar o uso da plataforma P-37 no campo de Marlim, resultando em sua exclusão do Polo Norte e sua avaliação independente de redução ao valor recuperável, resultando em perdas no valor de US\$ 307.

b3) Produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração no Brasil - 2018

Em 2018, as perdas por redução ao valor recuperável para a produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração no Brasil totalizaram US\$ 197, em decorrência de: i) cessação da operação da atracação Monobóia 2 - PDET (US\$ 172); ii) menor valor justo de certos equipamentos relacionados ao FPSO P-72 e P-73 que não poderiam ser comprometidos com outros projetos, quando comparado ao seu valor contábil (US\$ 24).

c1) 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 otimização do projeto como um todo.

c2) COMPERJ – 2019

Os investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj, bem como os investimentos realizados nas utilidades do Trem 1 do Comperj, que fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos, levaram ao reconhecimento de perdas líquidas de US\$ 209.

c3) Comperj - 2018

Em 31 de dezembro de 2018, a retomada do projeto Comperj ainda dependia de novas parcerias. No entanto, estava em andamento a construção das instalações da primeira unidade de refino que também dariam suporte à planta de processamento de gás natural (UPGN), pois as instalações faziam parte da infraestrutura de transporte e processamento do gás natural da camada pré-sal da Bacia de Santos. No entanto, devido à interdependência entre essa infraestrutura e a primeira unidade de refino, a Companhia reconheceu encargos adicionais de redução ao valor recuperável, totalizando US\$ 47 em 2018.

d1) 2º trem de refino da RNEST – 2020

Em nossas avaliações, os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorporam a postergação da previsão de sua entrada em operação em dois anos, implicando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 22.

d2) 2º trem de refino da RNEST – 2019

Os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST consideraram a postergação da previsão de sua entrada em operação em 3 anos e 8 meses, conforme aprovado no Plano Estratégico 2020-2024, o que implicou no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 534.

d3) 2º trem de refino da RNEST - 2018

A avaliação do valor recuperável do 2º Trem da RNEST resultou no reconhecimento de uma perda por redução ao valor recuperável de US\$ 22, pois o início da operação foi postergado (a taxa de desconto real aplicada foi de 7,3% a.a., taxa de desconto pós-impostos para o negócio de refino).

e) 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.

f1) Conjunto de navios da Transpetro - 2019

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano utilizada nas projeções do Plano Estratégico 2020-2024, em comparação com as premissas utilizadas no plano anterior, teve efeito positivo na geração de caixa projetada em reais para a UGC, tendo em vista que as taxas de frete (entrada de caixa) são cotadas em dólares americanos. Assim, uma reversão de redução ao valor recuperável de US\$ 103 foi contabilizada em 2019.

f2) Conjunto de navios da Transpetro - 2018

As menores taxas de frete projetadas na PNG 2019-2023 afetaram significativamente a avaliação de redução ao valor recuperável da frota de navios da Transpetro, resultando no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no valor de US\$ 428 em 2018 (taxas de desconto pós-impostos aplicadas ao setor de transporte variaram de 3,8% a.a. a 6,6% a.a.).

g1) Fábrica de fertilizantes - UFN III – 2019

Após a decisão da Companhia de desistir da conclusão desta planta localizada no estado de Mato Grosso do Sul, este ativo foi baixado no valor de US\$ 200.

g2) Fábrica de fertilizantes - UFN III – 2018

Uma perda por redução ao valor recuperável de US\$ 114 foi reconhecida para a fábrica de fertilizantes UFN III devido ao seu valor justo mais baixo.

h) Produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração no exterior – 2019

Em janeiro de 2020, foi encerrada a venda do navio sonda Vitória 10.000 (NS-30), de propriedade da Drill Ship International B.V. - DSI, subsidiária da PIB BV. Dessa forma, foram reconhecidas perdas por redução ao valor recuperável no montante de US\$ 333, devido à diferença entre o valor esperado de venda e seu valor contábil.

i) Propriedades produtoras relativas às atividades de petróleo e gás no exterior – 2018

A Companhia reconheceu uma perda por redução ao valor recuperável no valor de US\$ 715 com relação às propriedades de produção de atividades de petróleo e gás no Golfo do México, principalmente devido a mudanças nas premissas operacionais e na taxa de desconto considerando os termos do acordo entre a Companhia e a Murphy Oil Corporation, a fim de estabelecer uma joint venture por meio de tais ativos.

j) GASFOR II – 2018

Em 2018, a administração decidiu suspender o desenvolvimento do projeto GASFOR II, realizado pela TAG. Dessa forma, esse ativo foi excluído da UGC Gás Natural e seu teste de recuperabilidade foi realizado separadamente. Devido à sua paralisação, não é possível estimar os fluxos de caixa futuros decorrentes da utilização deste ativo, resultando no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no valor igual ao seu valor contábil (US\$ 59).

27.1.4. 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. A tabela a seguir contém informações sobre os ativos ou UGCs que apresentaram valores recuperáveis de até 10% a menos ou a mais que seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de <i>impairment</i>				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (5 UGCs)	E&P	597	578	(19)
Ativos com provisão de <i>impairment</i> existente				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (39 UGCs)	E&P	26.228	23.605	(2.623)
Refinarias (3 UGCs)	RTC	944	850	(94)
		27.769	25.033	(2.736)

	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade (*)
Ativos com provisão de <i>impairment</i> existente – potencial de reversão:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (39 UGCs)	E&P	26.228	28.851	1.825
Refinarias (3 UGCs)	RTC	944	1.038	94
		27.172	29.889	1.919

(*) Quando calculada a variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, o valor de *impairment* a ser revertido é limitado ao saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou aos seus valores recuperáveis, o que for menor.

27.1.5. Prática contábil sobre *impairment* de ativo imobilizado ou intangível

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. 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 4.3 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, usualmente 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*).

27.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 2020, a Companhia reconheceu reversões no valor de US\$ 17 decorrentes do valor justo dos ativos, líquido das despesas de alienação, sendo as mais significativas relacionadas a: venda do grupo de campos Recôncavo (14 concessões localizadas em terra e em águas rasas) no valor de US\$ 35; a venda do grupo de campos Rio Ventura (8 concessões localizadas em terra) no valor de US\$ 18; a venda do grupo de campos Fazenda Belém, no valor de US\$ 14; parcialmente compensado por uma perda por redução ao valor recuperável de US\$ 62 relacionada aos navios Cartola e Ataulfo Alves.

Em 2019, como resultado da venda de diversos ativos do segmento de E&P, a Companhia reconheceu reversões no montante de US\$ 558, considerando o valor justo líquido das despesas de alienação, principalmente: US\$ 494 relativos ao Projeto Pampo e Enchova (10 concessões localizadas em águas rasas); US\$ 84 referentes ao projeto Bispo (no campo Frade); US\$ 67 referente ao projeto Mangalarga (no campo de Maromba), parcialmente compensado por uma perda por redução ao valor recuperável de US\$ 89 reconhecida na venda da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO & GBV).

Em 2018, após as aprovações do Conselho de Administração da Empresa para a alienação de certos ativos, reversões de desvalorização foram contabilizadas no valor de US\$ 115 para ativos mantidos para venda, incluindo os efeitos decorrentes da venda de campos de produção onshore localizados na bacia Potiguar.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 32.

27.3. 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, a seguir.

27.3.1. 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.

27.3.2. Investimento em coligadas com ações negociadas em bolsa de valores

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2020, 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\$ 1.375, conforme descrito na nota explicativa 31.4. Em 31 de dezembro de 2020, 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 por *impairment*.

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 8,7% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital próprio dada a metodologia adotada no fluxo de dividendos; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram aquelas divulgadas na nota 27.1.2.

Petrobras Distribuidora S.A. - BR

Em julho de 2019, com *follow-on* das ações da BR distribuidora, a companhia passou para condição de coligada. Considerando as ações negociadas em bolsa em mercado ativo, o valor recuperável da BR Distribuidora no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi avaliado com base no valor justo, sem apresentar indicativo de perda.

Em 26 de agosto de 2020, o Conselho de Administração da Petrobras (CA) aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na empresa. Nesse contexto, por ser maior que o valor justo, a companhia avaliou a recuperabilidade do investimento com base no valor em uso, mas considerando o cenário que contempla a intenção de venda das ações. As avaliações de recuperabilidade levaram ao reconhecimento de perdas no montante de US\$ 459.

A taxa de desconto pós-imposto aplicada foi de 11,1% a.a., em termos nominais, tendo em conta o custo de capital próprio, dada a metodologia adotada no valor em uso.

27.3.3. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 31 de dezembro de 2020, as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*, sendo o valor recuperável de US\$ 1.108, considerando uma taxa de desconto pós-imposto de 5,7% a.a., em moeda constante.

27.3.4. Perdas em Outros Investimentos

Em 2020, a companhia reconheceu perdas líquidas por desvalorização sobre o resultado de participação de outros investimentos no montante de US\$ 59 (US\$ 4 de perda em 2019 e uma reversão de US\$ 28 em 2018), principalmente em função das perdas no empreendimento controlado em conjunto no exterior MP Gulf of Mexico no valor de US\$ 59, decorrentes da revisão das premissas-chaves e considerando uma taxa real de desconto pós-imposto de 5,4% a.a., bem como na BSBIOS no valor de US\$ 22, decorrentes da classificação do investimento como mantido para venda, após a assinatura do contrato de compra e venda pela Petrobras Biocombustível (PBio) com a RP Participações em Biocombustíveis.

28. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

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 a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo (*)	31.12.2020	31.12.2019
Imobilizado		
Saldo inicial	4.262	4.132
Adições	428	510
Baixas	(197)	(216)
Transferências	(494)	-
Ajustes acumulados de conversão	(975)	(164)
Saldo final	3.024	4.262
Intangível (**)	14.526	18.919
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	17.550	23.181

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

(**) Os bônus referentes aos resultados da 16ª rodada de licitações da ANP e Excedente de Cessão Onerosa, no montante de US\$ 15.341, estão descritos na nota explicativa 24.1 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.

As transferências referem-se à conclusão de projetos exploratórios de poços que passaram a ser associados às reservas provadas de campos existentes, principalmente Albacora (US\$ 421) e Búzios (US\$ 73).

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:

	2020	2019	2018
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas Com Geologia E Geofísica	296	477	330
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	456	308	87
Penalidades contratuais de conteúdo local	38	4	91
Outras Despesas Exploratórias	13	10	16
Total das despesas	803	799	524
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	307	485	346
Investimentos	532	17.265	1.273
Total do caixa utilizado	839	17.750	1.619

Em 2020, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de poços exploratórios do Parque dos Doces na Bacia do Espírito Santos (US\$ 189) e do bônus de assinatura do bloco exploratório de Peroba (US\$ 155).

No exercício de 2020, a Petrobras reconheceu provisões decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 186 blocos com fase exploratória encerrada (125 blocos em 2019).

28.1. Prática contábil sobre 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 a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás for demonstrada 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 podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 26, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados caso o volume de reservas descobertos justifique sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 28.1 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 da companhia;
- 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 citada no tópico anterior; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) 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.

28.2. 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:

29. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de US\$ 1.631 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US\$ 1.543 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US\$ 1.256 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US\$ 287 referem-se a garantias bancárias.

30. 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 2020 a companhia detém participação em 98 consórcios com 40 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 55 consórcios (112 consórcios, 42 parceiros e operadora de 64 parcerias em 31 de dezembro de 2019). As parcerias formadas em 2019 e 2020 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras
Tartaruga Verde Módulo III Espadarte	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	Petrobras	2019	Concessão – Alienação de 50% para a Petronas	N/A
Búzios (Excedente da Cessão Onerosa)	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	Petrobras	2019	Partilha – Leilão ANP dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa	14.912
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP – 30%	Petrobras	2019	Concessão - 16ª Rodada de Licitações da ANP	348
Aram	Pré Sal Bacia de Santos	80%	CNODC – 20%	Petrobras	2019	Partilha - 6ª Rodada de Licitações da ANP	982
BT-SEAL-13A	Bacia Sergipe-Alagoas	50%	Petrogal – 50%	Petrogal	2020	Concessão - Desmembramento	N/A
BT-POT-55A	Bacia Potiguar	70%	Sonangol – 30%	Sonangol	2020	Concessão - Desmembramento	N/A

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos, do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás. A seguir a produção referente à participação da Petrobras nos consórcios em que é operadora:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2020 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell – 25% Petrogal – 10%	790,4	Concessão
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	132,1	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	119,0	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec - 10%	31,2	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	12,5	Partilha
Papa-Terra	Bacia de Campos	62,50%	Chevron - 37,5%	12,2	Concessão
Manati	Bacia de Camamu	35%	Enauta Energia S.A. – 45% Brasoil – 10% Geopark – 10%	5,3	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	26,7	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	8,7	Concessão
Oeste de Atapu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	1,6	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	48,8	Concessão
Total				1.188,5	

30.1. Prática contábil para operações conjuntas

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (joint operations) e, como tal, a companhia reconhece com relação aos seus interesses: i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto; iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto; iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e v) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

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.

30.2. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras (Shell, Petrogal, Repsol e Total) em consórcios de E&P. Esses acordos resultarão em equalizações de volumes de produção, gastos, despesas e outros, gerando valores a receber e a pagar referentes aos campos de Tupi, Sépia, Atapu, Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	113	159
Adições/baixas no Imobilizado	278	50
Atualização monetária	-	4
Pagamentos realizados	(17)	(92)
Outras despesas (receitas) operacionais	11	(2)
Ajuste acumulado de conversão	(15)	(6)
Saldo final	370	113

Em 31 de dezembro de 2020, a Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP de US\$ 370 (US\$ 113 em 31 de dezembro de 2019). Em 2020, esses acordos resultaram em pagamentos e reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas, refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Tupi, Sépia e Atapu

Em 30 de abril de 2020, a Petrobras e as empresas parceiras nas jazidas compartilhadas de Tupi, Sépia e Atapu assinaram os Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) que resultou no recebimento por parte da Petrobras de US\$ 441 em 29 de maio de 2020, em decorrência da equalização pelo aumento de participação da companhia nas três jazidas, sendo, basicamente, US\$ 725 registrado em outras receitas operacionais e US\$ 284 registrado no ativo imobilizado.

Em 1º de maio de 2020, em decorrência destes Acordos, a PNBV, controlada da Petrobras, assinou Contratos de Aquisição de Ações da participação adicional de 2,589% na Tupi B.V. (Tupi), pelo montante de US\$ 84, e participação adicional de 47,613% na Lara BV (Atapu) por US\$ 805, sujeitos a ajustes de preço. A alocação do preço de aquisição das participações teve como base os valores justos relativos aos ativos adquiridos e passivos assumidos, gerando um acréscimo no montante de US\$ 889, principalmente no ativo imobilizado.

Em 15 de setembro de 2020, ocorreu o citado ajuste de preço ocasionando em pagamentos adicionais sobre a aquisição de participação na Tupi BV e na Lara BV, no montante de US\$ 13, com impacto no ativo imobilizado.

30.3. 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.

31. Investimentos

31.1. 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
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	46,266	5,212	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	951	258	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	86	256	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	435	64	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	275	30	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	32	(49)	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	86	4	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	110	2	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	139	6	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	115	1	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	68	13	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia S.A. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	12	7	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	3	(14)	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	72,00	4	(9)	Brasil
5283 Participações LTDA						
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	81	111	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Manaus S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Paraná Xisto S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Mataripe S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	40	14	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	23	9	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	157	(64)	Brasil
Cia Energética Manauara	Gás e Energia	40,00	40,00	38	3	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	37	21	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,20	3	(12)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	14	-	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	20	6	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	34,54	12	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	5	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	6	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	4	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	4	-	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Corporativo e outros negócios	50,00	50,00	-	-	Brasil
GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás LTDA.	Gás e Energia	40,00	40,00	30	4	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,20	47,03	(859)	(1,531)	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	26	(39)	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR (ii)	Corporativo e outros negócios	37,50	37,50	1,850	147	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	27,88	110	41	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	82	24	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	47	4	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Gás e Energia	10,00	10,00	412	490	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	4	1	Brasil

(i) Sociedades em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor aproximado de US\$ 58 mil para cada empresa.

(ii) Informações relativas a 30.09.2020, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2020, a Empresa teve as seguintes movimentações societárias:

i) A Transportadora Associada de Gás S.A., a Liquigás Distribuidora S.A., a Investimentos e Participações de Sondas (FIP Sondas) e a Sete Brasil Participações S.A. foram desinvestidas;

ii) A Termomacaé Comercializadora de Energia S.A. (TMC) foi incorporada pela Petrobras Comercializadora de Energia (PBEN);

iii) Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. (E-Petro) foi incorporada pela Petrobras, sem aumento de capital. Assim, a Procurement Negócios Eletrônicos passou a ser investida direta da Petrobras;

iv) Criação das controladas Refinaria de Mucuripe S.A., Refinaria de Manaus S.A., Paraná Xisto S.A. e Refinaria de Mataripe S.A. (vide nota 32.3).

As principais investidas da PIB BV são:

- Petrobras Global Trading BV - PGT (100%, com sede na Holanda), que se dedica à comercialização de petróleo, derivados, biocombustíveis e GNL (gás natural liquefeito), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, com sede na Holanda); a subsidiária financeira da Petrobras, captando recursos por meio de bonds emitidos no mercado de capitais internacional;
- Petrobras America Inc. - PAI (100%, com sede nos Estados Unidos), dedicada às atividades de E&P (MP Gulf of Mexico, LLC); e
- PNBV (100%, com sede na Holanda), opera por meio de operações conjuntas em Tupi BV (65%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (42,5%) e Lapa BV (10%), dedicadas à construção e locação de equipamentos e plataformas para consórcios brasileiros de E&P. Em dezembro de 2020, a PNBV transferiu para a Sete Brasil, pelo valor simbólico de 7 euros, sua participação de 15% que detinha em cada uma das sociedades estruturadas holandesas controladas pela Sete Brasil: Arpodador Drilling BV, Marambaia Drilling BV, Grumari Drilling BV, Copacabana Drilling BV, Leme Drilling BV, Leblon Drilling BV e Ipanema Drilling BV. Após esta alienação, a Petrobras não detém mais qualquer participação nas subsidiárias da Sete Brasil.
- Em 14 de janeiro de 2020, a PIB BV concluiu a venda dos 50% restantes de sua participação na Petrobras Oil & Gas B.V. - PO & GBV para a Petrovida Holding B.V.

31.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2019	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 31.12.2020
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo	1.192	7	(65)	(2)	(91)	(133)	-	(95)	813
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	577	-	-	3	(179)	-	-	(35)	366
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	380	-	-	-	58	(87)	-	(53)	298
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	79	-	-	-	10	(7)	-	-	82
Demais empresas	156	7	(65)	(5)	20	(39)	-	(7)	67
Coligadas (*)	4.302	8	-	(196)	(568)	(667)	(292)	(132)	2.455
NTS	239	-	-	(12)	49	(54)	-	(46)	176
TAG	283	-	-	(202)	19	(82)	(18)	-	-
Demais empresas	3.780	8	-	18	(636)	(531)	(274)	(86)	2.279
Outros investimentos	5	-	-	-	-	(3)	3	-	5
Total dos investimentos	5.499	15	(65)	(198)	(659)	(803)	(289)	(227)	3.273

(*) Inclui BR e Braskem, destacando o resultado com hedge para exportações e vendas futuras e a provisões pelo fechamento dos poços sal-gema da Braskem.

31.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Coligada	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)		Valor justo 31.12.2019
	31.12.2020	31.12.2019		31.12.2020	31.12.2019	
Petrobras Distribuidora S.A.	436.875	436.875	ON	4,26	7,46	3.259

						1.860	3.259
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4,85	7,82	1.031	1.662
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	4,54	7,41	344	561
						1.375	2.223

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

Braskem S.A. e BR S.A. - Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem e da BR estão sendo apresentadas na nota explicativa 27.3.

31.4. Participação de acionistas não controladores

O valor total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia em 31 de dezembro de 2020 é de US\$ 528 (US\$ 892 em 2019), compreendendo principalmente US\$ 213 da Gaspetro (US\$ 263 em 2019), US\$ 65 das Entidades Estruturadas Consolidadas (US\$ 203 em 2019), US\$ 192 do FIDC (US\$ 343 em 2019) e US\$ 39 da Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia - TBG (US\$ 69 em 2019).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Ativo circulante	81	91	897	793	3.951	16.377	228	154
Ativo realizável a longo prazo	50	61	460	586	-	-	-	-
Investimentos	298	380	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	-	1	-	-	-	-	313	430
Outros ativos não circulantes	53	73	1	-	-	-	3	3
	482	606	1.358	1.379	3.951	16.377	544	587
Passivo circulante	25	40	1.043	8	1	6	206	105
Passivo não circulante	23	28	132	1.104	-	-	257	340
Patrimônio líquido	434	538	183	267	3.950	16.371	81	142
	482	606	1.358	1.379	3.951	16.377	544	587
Receita operacional líquida	83	136	-	-	-	-	310	426
Lucro líquido do exercício	64	89	(195)	41	416	910	111	180
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(4)	7	227	16	2	786	25	3

A Gaspetro, subsidiária da Petrobras, detém participações em várias distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil. A Companhia detém 51% de participação nesta controlada indireta.

As entidades estruturadas são Charter Development LLC (CDC), dedicada à construção, aquisição e afretamento de FPSOs, e Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI), que se dedica ao coque e hidrotratamento de nafta de coque da refinaria Henrique Lage (REVAP).

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 subsidiárias 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% das participações nesta controlada indireta.

31.5. 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, distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	Empreendimentos controlados em conjunto			2020		Empreendimentos controlados em conjunto			2019	
	Outras empresas no exterior			Coligadas	Outras empresas no exterior			Coligadas		
	País	MP Gulf of Mexico, LLC		No país	País	MP Gulf of Mexico, LLC		No país		
Ativo Circulante	795	277	137	9.968	1.147	372	165	9.226		
Ativo Realizável a Longo Prazo	385	259	4	3.941	486	-	5	4.880		
Imobilizado	492	2.380	62	9.914	641	3.132	48	20.210		
Outros ativos não circulantes	482	2	-	761	634	-	-	1.579		
	2.154	2.918	203	24.584	2.908	3.504	218	35.895		
Passivo Circulante	573	228	58	7.279	790	237	74	6.751		
Passivo não Circulante	661	789	17	15.246	808	373	19	28.878		
Patrimônio Líquido	887	1.535	81	2.358	1.270	2.317	79	255		
Participação dos Acionistas não Controladores	33	366	47	(299)	40	577	46	11		
	2.154	2.918	203	24.584	2.908	3.504	218	35.895		
Receita Operacional Líquida	2.056	748	-	28.425	1.610	1.300	-	40.218		
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	93	(607)	9	(241)	246	423	17	2.416		
Percentual de Participação - %	23,5 a 83%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%	20 a 51,5%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%		

31.6. Prática contábil sobre investimentos em subsidiárias, operações conjuntas, empreendimentos conjuntos e associadas

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as informações financeiras da Petrobras e das entidades por ela controladas (subsidiárias), operações em conjunto (no nível de participação da Companhia nas mesmas) e entidades consolidadas estruturadas.

O controle é obtido quando a Petrobras: i) tem poder sobre a investida; ii) está exposto, ou tem direitos, a retornos variáveis do envolvimento com a investida; e iii) tem a capacidade de usar seu poder para afetar seus retornos.

As controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes com as adotadas pela Petrobras. A nota 11 apresenta as entidades consolidadas e demais investidas diretas.

Os investimentos estruturados através de um veículo separado são configurados de forma que os direitos de voto, ou direitos semelhantes, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade. Em 31 de dezembro de 2020, a Petrobras controla e consolida as seguintes entidades estruturadas: CDC (EUA, E&P); CDMPI (Brasil, RTC) e FIDC (Brasil, Corporativo, outros).

Saldos e transações intragrupo, incluindo lucros não realizados decorrentes de transações intragrupo, são eliminados na consolidação das demonstrações financeiras.

Investimentos em outras empresas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia tem influência significativa. Influência significativa é o poder de participar nas decisões de política financeira e operacional da investida, mas não a capacidade de exercer controle ou controle conjunto sobre essas políticas. A definição de controle está apresentada na nota 4.1.

Um acordo conjunto é um acordo sobre o qual duas ou mais partes têm controle conjunto (de acordo com as disposições contratuais). Um acordo em conjunto é classificado como operação em conjunto ou como empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes do acordo.

Em uma operação em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos e as obrigações pelos passivos relacionados ao acordo, enquanto em uma joint venture as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do acordo. Algumas das atividades da Companhia no segmento de E&P são conduzidas por meio de operações em conjunto.

Lucros ou perdas, ativos e passivos relacionados a joint ventures e associadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Em uma operação em conjunto, a Companhia reconhece o valor de seus ativos, passivos e respectivas receitas e despesas.

As políticas contábeis das joint ventures e coligadas foram ajustadas, quando necessário, para garantir consistência com as políticas adotadas pela Petrobras. As distribuições recebidas de uma investida reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e goodwill

Combinação de negócios é a transação em que o adquirente obtém o controle de outro negócio, independentemente da sua forma jurídica. As aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição quando o controle é obtido. Combinações de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. O método de aquisição requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados ao valor justo na data de aquisição, com exceções limitadas.

O *goodwill* é medido como o excesso da quantia agregada de: (i) a contraprestação transferida; (ii) o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida; e (iii) em uma combinação de negócios alcançada em estágios, o valor justo da participação acionária anteriormente detida pela adquirente na adquirida na data de aquisição; sobre o valor líquido dos valores dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando esse valor agregado for inferior ao líquido dos valores dos ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos, um ganho na compra vantajosa é reconhecido na demonstração do resultado.

Mudanças na participação acionária em subsidiárias que não resultem em perda de controle da subsidiária são transações patrimoniais. Qualquer excesso dos valores pagos/recebidos, incluindo custos diretamente atribuíveis, sobre o valor contábil da participação adquirida/alienada é reconhecido no patrimônio líquido como mudanças na participação em subsidiárias.

32. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de 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 e de parcerias estratégicas 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:

	Segmento operacional						31.12.2020	31.12.2019
	E&P	RTC	Gás & Energia	Biocombus-tível	Distribuição	Corporativo	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda								
Caixa e equivalentes de caixa	1	-	-	-	13	-	14	5
Contas a receber	-	-	-	-	24	-	24	68
Estoques	-	-	-	-	4	-	4	13
Investimentos	-	-	19	49	-	-	68	355
Imobilizado	600	19	-	-	21	-	640	2.046
Outros ativos	-	-	-	-	35	-	35	77
Total	601	19	19	49	97	-	785	2.564
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda								
Fornecedores	1	-	-	-	21	-	22	27
Financiamentos	-	-	-	-	5	8	13	142
Provisão para desmantelamento de área	640	-	-	-	-	-	640	2.961
Outros passivos	-	-	-	-	10	-	10	116
Total	641	-	-	-	36	8	685	3.246

32.1. Operações não concluídas

Transação	Comprador	Data da assinatura	Valor contratual (*)	Outras informações
Cessão de direitos de 10% do campo de Lapa para a Total, no Bloco BM-S-9, exercício de opção de venda do restante da nossa participação prevista no contrato assinado em janeiro de 2018, quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras, no âmbito da parceria estratégica, e passou a operar o campo.	Total	Dezembro/2018	50	a
Venda de 30% da concessão do Campo de Frade. A transação também inclui a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV, que detém a propriedade dos ativos offshore, utilizados no desenvolvimento da produção do campo de Frade.	PetroRio	Novembro/2019	100	b
Venda da totalidade da sua 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.	Agosto/2019	35	c
Venda da totalidade de sua participação em oito campos terrestres, denominados Polo Rio Ventura, localizados no estado da Bahia.	SPE Rio Ventura S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A	Agosto/2020	51	d
Venda da totalidade de sua participação em 27 concessões terrestres, localizadas no Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Cricaré.	Karavan SPE Cricaré S.A. (51%) e Seacrest Capital Group Limited, que figura como equity provider, deterá os demais 49%	Agosto/2020	37	e
A Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSAI) assinou contrato para a venda da totalidade de sua participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA).	DISA Corporación Petrolífera S.A.	Agosto/2020	62	f
Venda da totalidade de sua participação em 14 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	Ouro Preto Energia Onshore S.A, subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Dezembro/2020	250	g
Venda da totalidade de sua participação em 12 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Remanso, localizados no estado da Bahia.	Petrorecôncavo S.A.	Dezembro/2020	30	h
A Petrobras Biocombustível S.A. (PBio) assinou. contrato para a venda da totalidade das suas ações (50% do capital da empresa) de emissão da BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios).	RP Participações em Biocombustíveis S.A	Dezembro/2020	62 (R\$ 320 milhões)	i
Venda da totalidade de sua participação de 49% na sociedade Eólica Mangue Seco 1 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (“Eólica Mangue Seco 1”).	V21 Transmissão de Energia Elétrica S.A.	Janeiro/2021	8 (R\$ 42 milhões)	j
Venda conjunta com a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda (Wobben) da totalidade de suas participações (51% Wobben e 49% Petrobras) nas sociedades Eólica Mangue Seco 3 –Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (“Eólica Mangue Seco 3”) e Eólica Mangue Seco 4 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (“Eólica Mangue Seco 4”).	V21 Transmissão de Energia Elétrica S.A.	Janeiro/2021	17 (R\$ 90 milhões)	k

(*) Considerando valores acordados na assinatura da transação.

a) Campo de Lapa - Aliança Estratégica entre Petrobras e Total

O valor de venda está sujeito a ajuste de preço. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes.

b) Venda do Campo de Frade

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 7.5 pagos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 92.5 a serem pagos no fechamento da transação, sujeito aos ajustes de preços devidos. Além disso, há o montante de US\$ 20 como pagamento contingente, vinculado a uma potencial nova descoberta no campo.

c) Venda dos campos terrestres no Ceará

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 9 recebidos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 16 no fechamento da transação e; (iii) US\$ 10 que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação.

Tais valores não consideram os ajustes devidos e estão sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação da ANP.

d) Venda dos campos terrestres na Bahia (Polo Ventura)

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 4 recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 31 no fechamento da transação; (iii) US\$ 16 que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) até US\$ 43 em pagamentos contingentes previstos em contrato que dependem do atingimento de preços do barril de petróleo negociado entre as partes.

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como aprovação pela ANP.

e) Venda dos campos terrestres do Espírito Santo

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 11 recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 26, a serem pagos no fechamento da transação e (iii) US\$ 118 classificados como ativos contingentes, sendo US\$ 88 condicionados e atrelados ao valor do Brent e US\$ 30 condicionadas à aprovação pela ANP da extensão dos prazos dos contratos de concessão de nove campos considerados principais pelo comprador (São Mateus, Rio Itaúnas, Fazenda Cedro, Lagoa Suruaca, Fazenda São Jorge, Rio São Mateus, Campo Grande, Mariricu e Mariricu Norte).

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como aprovação da ANP e que o comprador tenha obtido a licença ambiental junto agências regulatórias.

f) Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

Prazo dos recebimentos: (a) US\$ 6 na assinatura do contrato; e (b) US\$ 56 no fechamento da transação. O valor final da operação está sujeito a ajustes até a data de fechamento da transação.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Autoridade Uruguaia de Defesa da Concorrência.

g) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Recôncavo)

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 10 na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 240 no fechamento da transação.

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

h) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Remanso)

Prazo de recebimentos: (i) US\$ 4 em 23 de dezembro de 2021; (ii) US\$ 21 no fechamento da transação e (iii) US\$ 5 um ano após o fechamento.

Como outras operações de vendas de campos, não considera ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes.

i) Venda da BSBios

O valor de venda, incluindo ajuste de atualização monetária, será depositado em contas vinculadas (*escrow*), pela participação da PBio na BSBios. Este valor é sujeito a ajustes usuais para transações dessa natureza.

A PBio poderá sacar US\$ 49 (R\$ 255 milhões) no fechamento da transação e US\$ 13 (R\$ 67 milhões) serão mantidos em conta vinculada para indenização de eventuais contingências e liberados conforme prazos e condições previstas em contrato.

j) Eólica Mangue Seco 1

O valor será recebido em parcela única no fechamento da transação e está sujeito aos ajustes previstos no contrato.

k) Eólicas Mangue Seco 3 e 4

Prazo de recebimento: li) US\$ 4(R\$ 23 milhões) na assinatura do contrato; (ii) US\$ 13 (R\$ 67 milhões) no fechamento da transação, sujeito aos ajustes previstos nos contratos.

32.2. Operações concluídas

Transação	Comprador	Data da assinatura (A) e Data de fechamento (F)	Valor contratual (*) (**)	Ganho (perda) (***)	Prazos, condições precedentes e outras informações
Venda integral da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G BV"), joint venture na Holanda, com ativos localizados na Nigéria.	Petrovida Holding B.V	Outubro/2018 (A) Janeiro/2020 (F)	1.454	2	a
Venda de 100% de Participação nos Polos Pampo e Enchova (campos de Enchova, Enchova Oeste, Marimbá, Piraúna, Bicudo, Bonito, Pampo, Trilha, Linguado e Badejo, localizados em águas rasas na Bacia de Campos.	Trident Energy do Brasil LTDA, subsidiária da Trident Energy L.P	Julho/2019 (A) Julho/2020 (F)	419	364	b
Venda da totalidade de participação em um conjunto de campos de produção, terrestres e marítimos, denominado Polo Macau (Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu), na Bacia Potiguar, localizados no estado do Rio Grande do Norte.	SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Agosto/2019 (A) Maio/2020 (F)	174	75	c
Celebração de contrato de compra e venda de ações referente a participação remanescente de Petrobras de 10% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).	Grupo formado pela ENGIE e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ).	Julho/2020 (A) Julho/2020 (F)	191	28	d
Venda de 100% de participação no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos.	Karoon Petróleo & Gás Ltda (Karoon), subsidiária da Karoon Energy Ltd.	Julho/2019 (A) Novembro/2020(F)	240	273	e
Venda integral da participação societária na Liquigás Distribuidora S.A	Copagaz e Nacional Gás Butano	Novembro/2019(A) Dezembro/2020 (F)	784	531	-
			3.262	1.273	

a) Petrobras Oil & Gas B.V.

A transação foi concluída no valor total de US\$ 1.454, refletindo a incidência de juros sobre o preço de aquisição e a dedução da parcela que coube à Petrobras do pagamento de taxas para aprovação da transação pelo Governo Nigeriano. A Petrobras recebeu US\$ 1.030 na forma de dividendos pagos pela PO&GBV desde a data base da transação (1º de janeiro de 2018). Na data do fechamento, recebeu US\$ 276, e US\$ 25 em junho de 2020, restando US\$ 123 (valor nominal) que serão recebidos após a conclusão do processo de redeterminação do campo de Abgami e em até 5 anos a partir do fechamento da transação.

b) Polos Pampo e Enchova

No encerramento da operação, houve o recebimento de US\$ 366, considerando os ajustes previstos no contrato e outras condições posteriormente acordadas entre as partes. O contrato prevê o pagamento de valores condicionados de até US\$ 650 classificados como ativos contingentes e que somente serão reconhecidos quando as condições acordadas forem atingidas.

O valor recebido no fechamento da transação se soma ao montante de US\$ 53 recebidos pela Petrobras na assinatura dos contratos de venda, totalizando US\$ 419.

c) Polo Macau

A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, com percentual restante da Petrogal.

O valor da transação inclui os ajustes previstos no contrato e o valor recebido em 9 de agosto de 2019, na assinatura do contrato, referente a primeira parcela.

d) Transportadora Associada de Gás S.A.

A transação foi concluída e paga integralmente na data da celebração do contrato, após a dedução de US\$ 21 de dividendos pagos para a Petrobras em junho de 2020 e demais ajustes de preço.

Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificado para resultado, como outras despesas líquidas, a perda de US\$ 43 com hedge de fluxo de caixa acumulado desde a venda do controle da TAG em junho de 2019, reconhecido como outros resultados abrangentes no patrimônio líquido da Petrobras.

e) Campo de Baúna

Em virtude do impacto causado pela pandemia da COVID-19 e a consequente dificuldade de atendimento às condições precedentes inicialmente definidas, as partes definiram ajustes aos termos do contrato e a divisão do valor da transação.

Após o cumprimento das condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 150. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 50 pagos na data de assinatura. A parcela remanescente, estimada em aproximadamente US\$ 40, será paga em 18 meses contados da data de conclusão de transação. Adicionalmente, foi acordada pelas partes parcela contingente do preço, a ser recebida pela Petrobras até 2026, no valor de US\$ 285 a depender do atingimento de preços médios do barril de petróleo negociado entre as partes.

32.3. Outras operações

a) Parcela contingente da venda de participação no bloco exploratório BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda do total de sua participação (equivalente a 66%) no bloco BM-S-8 onde está localizado o campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), no pré-sal da Bacia de Santos, para a Equinor, pelo valor de US\$ 2.500.

A primeira parcela, de US\$ 1.250, foi recebida em 22 de novembro de 2016. A segunda parcela, no valor de US\$ 300, foi recebida em 21 de março de 2018.

A terceira parcela, no valor de US\$ 950, permanece contingente, na dependência da aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à ANP pela Equinor ocorreu em 29 de janeiro de 2021, ou 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

32.4. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

Em 2020 e 2019, a Companhia alienou 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 controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV) (*)	276	–	276
Liquigas	784	(10)	774
Total	1.060	(10)	1.050
2019			
Petrobras Paraguay	381	(45)	336
Total	381	(45)	336

32.5. Prática contábil sobre ativos e passivos mantidos para venda

Ativos não circulantes, grupos para alienação e passivos diretamente associados a esses ativos são classificados como mantidos para venda se seus valores contábeis forem, principalmente, recuperados por meio da transação de venda e não por meio do uso contínuo.

Para a companhia, 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 após a classificação como disponível para venda. Contudo, nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda e são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

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.

33. Informações por Segmento - Ativo

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2020						
Circulante	5.333	8.170	1.975	15.337	(3.427)	27.388
Não circulante	114.947	23.879	8.321	15.473	2	162.622
Realizável a longo prazo	4.745	2.539	976	11.938	2	20.200
Investimentos	390	400	607	1.876	-	3.273
Imobilizado	95.222	20.842	6.614	1.523	-	124.201
Em operação	84.916	18.304	4.300	1.238	-	108.758
Em construção	10.305	2.537	2.315	286	-	15.443
Intangível	14.590	98	124	136	-	14.948
Ativo Total	120.280	32.049	10.296	30.810	(3.425)	190.010
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2019						
Circulante	5.734	12.273	1.932	12.700	(4.827)	27.812
Não circulante	148.546	31.248	10.781	11.390	(37)	201.928
Realizável a longo prazo	6.456	3.299	1.369	6.567	-	17.691
Investimentos	592	1.109	1.067	2.731	-	5.499
Imobilizado	122.496	26.710	8.181	1.915	(37)	159.265
Em operação	106.331	23.630	5.605	1.784	(37)	137.313
Em construção	16.165	3.080	2.576	131	-	21.952
Intangível	19.002	130	164	177	-	19.473
Ativo Total	154.280	43.521	12.713	24.090	(4.864)	229.740

34. Financiamentos

34.1. Saldo por tipo de financiamento

No País	31.12.2020	31.12.2019
Mercado Bancário	5.016	5.322
Mercado de Capitais	2.512	3.468
Bancos de fomento	1.315	1.927
Outros	11	13
Total	8.854	10.730
No Exterior		
Mercado Bancário	13.581	16.555
Mercado de Capitais	27.625	32.476
Bancos de fomento	201	40
Agência de Crédito à Exportação	3.424	3.233
Outros	203	226
Total	45.034	52.530
Total de financiamentos	53.888	63.260
Circulante	4.186	4.469
Não circulante	49.702	58.791

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2020	31.12.2019
Financiamentos de curto prazo	1.140	2.004
Parcela de financiamentos de longo prazo	2.383	1.579
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	663	886
Circulante	4.186	4.469

Em 31 de dezembro de 2020 não ocorreram *default*, quebra de *covenants (breaches)* ou alterações adversas em cláusulas que resultassem na alteração dos termos de pagamentos dos contratos de empréstimos e financiamentos. Não houve alteração nas garantias requeridas em relação a 31 de dezembro de 2019.

34.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2018	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos	Saldo final em 31.12.2019
País	16.251	2.181	(5.663)	(745)	829	111	(352)	-	(1.882)	10.730
Exterior	67.924	5.362	(20.788)	(3.853)	3.878	538	(560)	29	-	52.530
Total	84.175	7.543	(26.451)	(4.598)	4.707	649	(912)	29	(1.882)	63.260

	Saldo final em 31.12.2019	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no período (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos	Saldo final em 31.12.2020
País	10.730	1.488	(1.080)	(352)	399	142	(2.473)	-	-	8.853
Exterior	52.530	15.535	(23.471)	(2.967)	3.187	1.667	(1.201)	(245)	-	45.035
Total	63.260	17.023	(24.551)	(3.319)	3.586	1.809	(3.674)	(245)	-	53.888

Reestruturação de dívida

Depósitos vinculados

Fluxo de caixa das atividades de

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

Em 2020, os empréstimos e financiamentos se destinaram, principalmente, à liquidação de dívidas antigas e ao gerenciamento de passivos, visando a melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo e à reserva de caixa visando a manutenção da liquidez da companhia.

Neste mesmo exercício de 2020, a companhia captou US\$ 17.023, destacando-se: (i) captações no mercado bancário nacional e internacional, no valor de US\$ 3.153; (ii) saque de US\$ 8 bilhões em linhas compromissadas (*Revolving Credit Facilities*) junto a bancos nacionais e internacionais e (iii) captação através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes) no valor de US\$ 4.300, sendo US\$ 2.588 com a emissão de novo título com vencimento em 2031 e US\$ 1.712 com emissão de novo título com vencimento em 2050.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US\$ 28.884, destacando-se: (i) o pré-pagamento de US\$ 4.147 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional e ii) a recompra e resgate de US\$ 9.515 de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis nas operações no valor de US\$ 1.155; (iii) pré-pagamento total das linhas de crédito compromissadas (Revolving Credit Lines) no exterior, no montante de US\$ 7,6 bilhões.

Adicionalmente, a companhia realizou operações de trocas de dívidas que não envolveram liquidações financeiras no mercado bancário internacional, no valor total de US\$ 2.490.

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

Vencimento em	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total (**)	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$)(*):	3.288	2.133	3.793	4.391	5.290	23.289	42.184	48.540
Indexados a taxas flutuantes	2.119	2.133	2.865	3.598	4.306	2.151	17.172	
Indexados a taxas fixas	1.169	-	928	793	984	21.138	25.012	
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	4,8%	4,9%	4,8%	5,1%	5,3%	6,6%	6,1%	
Financiamentos em Reais (R\$):	793	1.149	1.747	1.555	407	2.492	8.143	8.739
Indexados a taxas flutuantes	501	930	1.591	1.197	322	867	5.408	
Indexados a taxas fixas	292	219	156	358	85	1.625	2.735	
Taxa média dos Financiamentos em Reais	3,0%	3,8%	4,8%	4,5%	4,2%	4,3%	4,1%	
Financiamentos em Euro(€):	58	-	352	15	532	737	1.694	1.993
Indexados a taxas fixas	58	-	352	15	532	737	1.694	
Taxa média dos Financiamentos em Euro	4,6%	-	4,6%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	47	-	-	-	-	1.820	1.867	2.245
Indexados a taxas fixas	47	-	-	-	-	1.820	1.867	
Taxa média dos Financiamentos em Libras	6,2%	-	-	-	-	6,4%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2020	4.186	3.282	5.892	5.961	6.229	28.338	53.888	61.517
Taxa média dos financiamentos	4,6%	4,8%	4,8%	5,1%	5,2%	6,4%	5,9%	
Total em 31 de dezembro de 2019	4.469	3.971	4.689	8.036	8.537	33.558	63.260	72.801
Taxa média dos financiamentos	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	6,3%	5,9%	

(*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(**) Em 31 de dezembro de 2020, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 11,71 anos (10,80 anos em 31 de dezembro de 2019).

Em 31 de dezembro de 2020, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 33.236 (US\$ 34.992, em 31 de dezembro de 2019); 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\$ 28.281 (US\$ 37.809, em 31 de dezembro de 2019).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 30.2.

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

Vencimento	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	31.12.2020	31.12.2019
Principal	3.522	3.395	5.807	6.230	6.347	29.831	55.132	65.284
Juros	2.436	2.346	2.188	2.037	1.827	28.119	38.953	43.859
Total (*)	5.958	5.741	7.995	8.267	8.174	57.950	94.085	109.143

(*) O fluxo nominal dos

34.4. Linhas de crédito

							Valor
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo	
No exterior							
PGT BV	Sindicato de Bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	–	4.350	
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	–	3.250	
PGT BV	BNP Paribas	22/12/2016	09/01/2021	350	336	14	
PGT BV	The Export - Import Bank of	23/12/2019	27/12/2021	750	714	36	
Total				8.700	1.050	7.650	
No país							
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	385	–	385	
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	385	385	–	
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	385	–	385	
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	63	–	63	
Total				1.218	385	833	

Em março de 2020, a Petrobras sacou linhas de crédito compromissadas (*Revolving Credit Lines*), no montante de US\$ 7,6 bilhões e US\$ 698, para reforçar sua liquidez e se resguardar dentro do contexto da crise da COVID-19 e do choque de preços do petróleo.

No terceiro trimestre de 2020, a Petrobras realizou o pré-pagamento total de suas linhas de crédito compromissadas no exterior (*Revolving Credit Lines*), no montante de US\$ 7,6 bilhões.

34.5. Covenants e Garantias

34.5.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2020, 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; e (iii) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

Adicionalmente, existem outras obrigações não financeiras que a Companhia tem de cumprir: (i) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (ii) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; e (iii) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos (incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio), pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

34.5.2. Garantias

A maior parte da dívida da Empresa não é garantida, mas certos instrumentos de financiamento específicos para promover o desenvolvimento econômico são garantidos.

Um contrato de financiamento obtido junto ao China Development Bank (CDB) com vencimento em 2026 também é garantido com base nas exportações futuras de petróleo para compradores específicos limitados a 200 mil barris por dia. Essa garantia não pode exceder o valor da dívida relacionada (US \$ 5.005 em 31 de dezembro de 2020 e US \$ 5.006 em 31 de dezembro de 2019).

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia, não possuem garantias reais.

Os *global notes* emitidos pela Companhia no mercado de capitais por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. - PGF não são garantidos. No entanto, a Petrobras garante total, incondicional e irrevogavelmente essas notas, conforme descrito na nota 39.6.

34.6. Prática contábil sobre 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. 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 os 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 período. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do período.

35. Arrendamentos

Os arrendamentos mercantis 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:

	Saldo final em 31.12.2019	Remensuração / Novos contratos	Pagamentos do principal e juros (*)	Encargos incorridos no Exercício	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Trans-ferências	Saldo final em 31.12.2020
Pais	5.504	647	(1.568)	293	812	(1.325)	(23)	4.340
Exterior	18.357	2.104	(4.248)	1.029	2.546	(2.484)	6	17.310
Total	23.861	2.751	(5.816)	1.322	3.358	(3.809)	(17)	21.650
Amortizações de arrendamento em passivos classificados como mantidos para venda			(64)					
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			(5.880)					

Em 31 de dezembro de 2020, 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	2.864	2.186	1.173	693	353	1.162	8.431	247
Outros	136	83	45	9	1	-	274	16
Com Reajuste - Exterior (*)								
Embarcações	726	386	116	116	116	253	1.713	-
Plataformas	1.503	1.295	1.268	1.224	1.192	9.569	16.051	-
Com Reajuste - País								
Embarcações	337	203	150	110	75	53	928	83
Imóveis	101	87	90	84	84	936	1.382	14
Outros	89	70	54	14	4	10	241	15
TOTAL	5.756	4.310	2.896	2.250	1.825	11.983	29.020	375

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

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

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente	Taxa Desconto(% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2020	31.12.2019
Sem Reajuste					
Embarcações	3,9933	5,3 anos	228	7.462	7.199
Outros	2,5681	2,3 anos	15	262	319
Com Reajuste - Exterior (*)					
Plataformas	6,1264	13,4 anos	-	10.747	12.941
Embarcações	4,6173	4,1 anos	-	1.530	1.050
Com Reajuste - País					
Embarcações	6,7280	3,9 anos	71	794	1.147
Imóveis	8,4268	20,8 anos	11	643	859
Outros	6,4310	3,3 anos	13	212	346
TOTAL	5,5398	10,4 anos	338	21.650	23.861

(*) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como

Em determinados contratos de arrendamento há pagamentos, durante o prazo do arrendamento, que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a sua data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento. No exercício de 2020, esses valores foram de US\$ 785 e representam 13% em relação aos pagamentos fixos (US\$ 671 e 13% em relação aos pagamentos fixos, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

Foram consideradas opções de extensão na mensuração das obrigações de arrendamento.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de US\$ 118 (US\$ 674 no mesmo período de 2019), referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos 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\$ 67.408 (US\$ 50.130 em 31 de dezembro de 2019).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 38.3.

35.1. Prática contábil sobre 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. Esses 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 38.3).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto 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. Adicionalmente, ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da companhia podem ser utilizados numa operação em conjunto. Nesses casos, 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.

36. Patrimônio líquido

36.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2020 e 2019, 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.

36.1.1. Prática contábil sobre capital social

Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

36.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US\$ 2, reconhecidas contra ações em tesouraria.

36.3. Transações de capital

36.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

36.3.2. 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.

36.3.3. 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.

36.4. Reservas de lucros

36.4.1. 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.

36.4.2. 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 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.

36.4.3. 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.

36.4.4. Prática contábil sobre reservas de incentivos fiscais

Reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela companhia.

36.4.5. Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

36.5. 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 que caso o endividamento bruto consolidado seja inferior a US\$ 60.000, a Companhia poderá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e aquisição de imobilizados e intangíveis (exceto os pagamentos na participação das rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural). No caso da dívida total superior a US\$ 60.000, a Companhia poderá distribuir aos seus acionistas os dividendos mínimos obrigatórios previstos na lei e no seu estatuto social.

Adicionalmente, em 27 de outubro de 2020, a companhia aprovou a revisão da Política de Remuneração aos Acionistas com o objetivo de possibilitar que a Administração proponha o pagamento de dividendos compatíveis com a geração de caixa da companhia, mesmo em exercícios em que não for apurado lucro líquido.

36.5.1. Prática contábil sobre 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. Os juros sobre o capital são uma despesa dedutível no cálculo do imposto de renda, enquanto os dividendos não são dedutíveis.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo nas demonstrações financeiras. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na AGO.

36.5.2. Dividendos propostos

A proposta de remuneração aos acionistas a ser encaminhada pela Administração à aprovação da AGO de 2021, no montante de US\$ 1.977, contempla o dividendo obrigatório equivalente a prioridade dos acionistas preferencialistas no valor de US\$ 849 e os dividendos adicionais de US\$ 1.128 aos acionistas ordinaristas, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros, considerando que o pagamento é compatível com a geração de caixa no exercício e a sustentabilidade financeira da companhia é preservada.

Em 2019, a proposta de remuneração encaminhada pela Administração e aprovada pela AGO de 2020, foi de US\$ 2.687 contemplando o dividendo mínimo obrigatório no percentual de 25% do lucro líquido ajustado e imposto de renda na fonte (IRRF) de 15% sobre o total dos dividendos antecipados na forma de juros sobre capital próprio.

36.5.3. Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2020, o saldo consolidado de dividendos a pagar com base no resultado de 2020, é de US\$ 858 (US \$ 1.558 em 31 de dezembro de 2019). Os dividendos a pagar atribuíveis aos acionistas da Petrobras totalizam US\$ 849 em 31 de dezembro de 2020 (US\$ 1.530 em 31 de dezembro de 2019), enquanto os dividendos a pagar aos acionistas não controladores são de US\$ 9 (US\$ 28 em dezembro de 2019).

A remuneração aos acionistas será disponibilizada na data que vier a ser fixada em AGO, sendo atualizada monetariamente, pela variação da taxa SELIC, a partir de 31 de dezembro de 2020 até a data de início do pagamento.

36.6. Resultado por ação

Por ação	2020			2019			2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	651	490	1.141	5.791	4.360	10.151	4.093	3.080	7.173
Proveniente de operações contínuas	651	490	1.141	4.370	3.290	7.660	3.750	2.822	6.572
Proveniente de operações descontinuadas	-	-	-	1.421	1.070	2.491	343	258	601
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)	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Proveniente de operações contínuas	0,09	0,09	0,09	0,59	0,59	0,59	0,50	0,50	0,50
Proveniente de operações descontinuadas	-	-	-	0,19	0,19	0,19	0,05	0,05	0,05
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS)(*)	-	-	-	2	2	2	1	1	1
Proveniente de operações contínuas	0,18	0,18	0,18	1,17	1,17	1,17	1,00	1,00	1,00
Proveniente de operações descontinuadas	-	-	-	0,39	0,39	0,39	0,10	0,10	0,10

(*) As ADS da Petrobras são equivalentes a 2 ações.

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro ou (prejuízo) do período atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando-se o lucro ou (prejuízo) 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 da Petrobras não possuir ações potenciais.

37. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	652	-	-	652
Derivativos de moeda estrangeira	-	67	-	67
Derivativos de juros	-	48	-	48
Saldo em 30 de dezembro de 2020	652	115	-	719
Saldo em 31 de dezembro de 2019	882	58	-	940
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(269)	-	(269)
Derivativos de commodities	(10)	-	-	(10)
Saldo em 30 de dezembro de 2020	(10)	(269)	-	(279)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(28)	(110)	-	(138)

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 34.

Em contas a receber, determinados recebíveis são classificados na categoria valor justo por meio do resultado, conforme nota explicativa 14.

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.

38. 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.

38.1. Instrumentos derivativos financeiros

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela companhia em 31 de dezembro de 2020, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do período e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

	Posição Patrimonial Consolidada				
	Valor nominal		Valor justo		Vencimento
	31.12.2020	31.12.2019	Posição Ativa (Passiva) 31.12.2020	31.12.2019	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(240)	(10.383)	(10)	(28)	
Compra/Petróleo e Derivados	3.927	9.865	-	-	2021
Venda/Petróleo e Derivados	(4.167)	(20.248)	-	-	2021
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (BRL/USD) (**)	-	US\$ 273	-	-	-
Compra/Câmbio (EUR/USD) (**)	-	EUR 2.245	-	(45)	-
Compra/Câmbio (GBP/USD) (**)	GBP 354	GBP 388	23	11	2021
Venda/Câmbio (GBP/USD) (**)	-	GBP 224	-	(14)	-
SWAP					
Câmbio - cross currency swap (**)	GBP 615	GBP 700	44	32	2026
Câmbio - cross currency swap (**)	GBP 600	GBP 600	(26)	(50)	2034
Swap - IPCA	R\$ 3008	R\$ 3008	47	6	2029/2034
Câmbio - cross currency swap (**)	US\$ 729	US\$ 729	(244)	11	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(166)	(77)	

(*) Valor nominal em mil bbl

(**) Valores em US\$ (dólares), GBP (libras) e EUR (euros) representam milhões das

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do período		
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Derivativos de commodities			
Óleo - 38.2 (a) (b)	(502)	(216)	(401)
Gasolina - 38.2 (b)	-	11	(34)
Diesel - 38.2 (b)	-	(12)	-
Demais operações - 38.2 (c)	194	(153)	19
Reconhecido em Outras Despesas Operacionais	(308)	(370)	(416)
Derivativos de moeda			
Swap Libra Esterlina x Dólar - 38.3 (b)	11	(18)	(265)
NDF - Euro x Dólar - 38.3 (b)	(23)	(153)	(129)
NDF - Libra x Dólar - 38.3 (b)	20	(8)	(12)
Swap CDI x Dólar - 38.3 (b)	(284)	7	-
Outros	(2)	6	36
	(278)	(166)	(370)
Derivativos de juros			
Swap - CDI X IPCA	(36)	6	-
	(36)	6	-
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	(4.720)	(3.136)	(3.315)
Reconhecido em resultado financeiro	(5.034)	(3.296)	(3.685)
Total	(5.342)	(3.666)	(4.101)

(*) Conforme nota explicativa 38.3

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) em outros resultados abrangentes no período		
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	(17.542)	(5.060)	(5.635)

(*) Conforme nota explicativa XX

Garantias dadas (recebidas) como colaterais

	31.12.2020	31.12.2019
Derivativos de commodities	13	57
Derivativos de moeda	78	230
Total	91	287

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2020 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (*)	Cenário Remoto (*)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(27)	(55)
		-	(27)	(55)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31 de dezembro de 2020. Cenários Possível e Remoto consideram 25% e 50% de deterioração nas variáveis de risco associadas, respectivamente.

38.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Companhia geralmente está exposta a ciclos de preços de commodities, embora possa usar instrumentos derivativos para proteger exposições relacionadas a preços de produtos comprados e vendidos para atender às necessidades operacionais e em circunstâncias específicas, dependendo da análise do ambiente de negócios e da avaliação de se os objetivos de Negócios e Gerenciamento estão sendo cumpridos.

a) Óleo cru

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 atual contexto, tanto pelos efeitos advindos da queda de preços de petróleo, como pelos efeitos da COVID-19 no consumo mundial de petróleo e derivados.

Como resultado dessa estratégia, operações a termo (swap) e futuros foram realizadas a partir de abril de 2020. 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) Óleo cru, diesel e gasolina – 2019

Oleo cru – os resultados estão relacionados a opções de venda referenciadas na média das cotações do petróleo tipo Brent, com preço de exercício de US\$ 60/barril. No entanto, ao longo do terceiro trimestre de 2019, em função da redução significativa de incertezas de fluxo de caixa relacionadas à realização do Plano Estratégico da companhia para o ano de 2019, a Petrobras vendeu suas opções de venda.

Diesel e gasolina – os resultados se referem a derivativos non-deliverable forward (NDF) contratados em 2018, visando dar flexibilidade à gestão na política de preços então vigente de diesel e gasolina (incluindo variações cambiais).

c) 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 ocasionalmente otimizar algumas de suas operações comerciais no mercado internacional, com a utilização de instrumentos derivativos de commodities para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

38.3. 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.

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, como ocorre no caso da libra esterlina, por exemplo.

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 2020, 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\$ 5.1967, são apresentados a seguir:

Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2020					
Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	US\$ milhões	R\$ milhões
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais de parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R\$ x US\$	De jan/2021 a dez/2030	61.502	319.608

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$	R\$ milhões
Designações em 1 de janeiro de 2020	87.651	353.295
Novas designações, revogações e redesignações	12.128	59.145
Realização por exportações	(13.432)	(67.343)
Amortização de endividamento	(24.845)	(124.956)
Variação Cambial	-	99.467
Valor em 31 de dezembro de 2020	61.502	319.608
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de 2020	69.314	360.205

Em 2020, os valores das exportações previstas e conseqüentemente os valores das exportações altamente prováveis foram impactados pelos efeitos advindos da guerra de preços de petróleo e pela pandemia do coronavírus (COVID-19).

Como resultado desses impactos, os valores das exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge deixaram de ser consideradas altamente prováveis mas continuaram a ser previstas, e como consequência as relações de hedge foram revogadas ao final de março de 2020, no montante de US\$ 35.774 dos valores de referência a valor presente. A variação cambial acumulada até essa data foi mantida no patrimônio líquido, e somente será reclassificada para o resultado no momento em que as exportações ocorrerem.

Com o Plano Estratégico 2021-2025, houve um incremento nas exportações previstas, e conseqüentemente nas exportações altamente prováveis, mas não em valor igual ou superior aos instrumentos de dívidas e passivos de arrendamentos sujeitos a serem designados como instrumentos de proteção e, como resultado, o aumento significativo da exposição cambial (Dólar x Real), verificado ao longo do exercício manteve-se em 31 de dezembro de 2020, conforme tabela 38.3 c.

Em 2020, foi reconhecida uma perda cambial US\$ 1 referente à inefetividade em variação cambial (ganho de US\$ 9 em 2019).

Adicionalmente aos impactos relatados acima, exportações cujas variações cambiais foram designadas em relações de hedge, para os meses de abril a dezembro/2020 e de agosto a dezembro/2020, deixaram de ser previstas, e foram reclassificadas do patrimônio líquido para o resultado em 2020 no valor de US\$ 551.

Em 2020 também foi reconhecida uma perda cambial de US\$ 1 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda de US\$ 5 no mesmo período de 2019).

Adicionalmente aos impactos relatados acima, as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relações de *hedge* para os meses de abril a dezembro/2020 e agosto a dezembro/2021 deixaram de ser previstas, e foram reclassificadas do patrimônio líquido para o resultado em 2020, no valor de US\$ 572 (dos quais US\$ 510 foram reclassificados no primeiro trimestre de 2020).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam 100% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2020, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2019	(20.143)	6.851	(13.292)
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.510)	1.192	(2.318)
Transferido para resultado por realização	3.136	(1.066)	2.070
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(20.517)	6.977	(13.540)
Reconhecido no patrimônio líquido	(21.460)	7.296	(14.164)
Transferido para resultado por realização	4.172	(1.419)	2.753
Transferido para resultado por exportações que deixaram de ser previstas	548	(187)	361
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(37.257)	12.667	(24.590)

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 2021-2025 não indicaria a necessidade de reclassificação de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2020 é demonstrada a seguir:

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 a 2030	Total
Expectativa de realização	(6.895)	(7.323)	(6.132)	(4.647)	(3.163)	(2.731)	(2.832)	(3.534)	(37.257)

a.1) Prática contábil sobre hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras

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.

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.

Em tais *hedges*, 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 protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) 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*, no valor nocional total de GBP 700 milhões com vencimento em 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em 2034.

Contratos de Non Deliverable Forward (NDF) – Euro x Dólar e Libra x Dólar

Em 2018, a Petrobras, também por meio da PGT, contratou operações de derivativos *non deliverable forward*, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina em relação ao dólar, devido à emissão de bonds nesta moeda.

Em 31 de dezembro 2020, a posição de valores nominais líquidos de derivativos era de £ 354 milhões, enquanto a posição de euro foi liquidada.

Contratos de swap – IPCA x CDI e CDI x Dólar

Em setembro de 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 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.

Alterações das curvas futuras de taxa de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. Uma análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros (CDI) com aumento constante (choque paralelo) de 100 pontos base, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria em um impacto negativo no resultado de US\$ 71, enquanto uma redução constante (choque paralelo) de 100 pontos base, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria em um ganho de US\$ 70.

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, 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, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2020	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
Ativos	4.639	Dólar / Real	(42)	1.160	2.320
Passivos	(107.346)		965	(26.836)	(53.673)
Câmbio - cross currency swap	(579)		5	(145)	(289)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	61.502		(553)	15.376	30.751
	(41.784)		375	(10.445)	(20.891)
Ativos	4	Euro / Real	-	1	2
Passivos	(48)		2	(12)	(24)
	(44)		2	(11)	(22)
Ativos	1.705	Euro / Dólar	(10)	426	852
Passivos	(3.406)		20	(852)	(1.703)
	(1.701)		10	(426)	(851)
Ativos	5	Libra / Real	-	1	2
Passivos	(23)		1	(6)	(12)
	(18)		1	(5)	(10)
Ativos	1.883	Libra	(22)	471	942
Passivos	(3.742)		44	(935)	(1.871)
Derivativo - cross currency swap	1.660		(20)	415	830
Non Deliverable Forward (NDF)	483		(6)	121	242
	284		(4)	72	143
Total em 31 de dezembro de 2020	(43.263)		384	(10.815)	(21.631)
Total em 31 de dezembro de 2019	950		16	285	570

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - valorização do real em 0,9% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 0,6% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 1,19% / Real x Euro - valorização do real em 5% / Real x Libra - valorização do real em 4,6%. Fonte: Focus e Thomson Reuters

38.4. 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.

Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (*)	Cenário Remoto (*)
LIBOR 1M	10	12	14
LIBOR 3M	13	15	17
LIBOR 6M	414	463	512
CDI	83	104	125
TJLP	84	105	126
IPCA	77	96	115
	681	795	909

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

38.5. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

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).

38.5.1. 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	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
AA	1.995	1.053	–	–
A	2.363	1.173	–	–
BBB	168	41	–	–
BB	4.154	3.591	–	838
AAA.br	673	80	652	33
AA.br	1.960	1.224	43	48
Outras classificações	398	210	8	27
	11.711	7.372	703	946

38.6. Risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia por meio de ações como:

- centralização do caixa do sistema, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro;
- manutenção de um caixa robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado;
- alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados); e
- utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento.

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.

38.6.1. Ações de proteção da liquidez da companhia

Como resultado da redução abrupta dos preços e demanda de petróleo e combustíveis, causado pelo impacto da escalada da COVID-19 no mundo, em consonância com o aumento na oferta de petróleo, a companhia adotou uma série de medidas para redução de desembolso e preservação do caixa neste cenário de incertezas, visando reforçar sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios.

As medidas adotadas pela companhia para proteção da liquidez estão descritas na nota explicativa 6.

38.7. Seguros

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autoseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. Para os seguros contratados, a companhia também assume parcela de seu risco, através de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 180.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2020 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	124.493
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	3.341
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	48.786
Total		176.620

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

39. Partes relacionadas

A Companhia possui uma política de transações com partes relacionadas, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração e é aplicável ao Grupo Petrobras, de acordo com o 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.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da companhia.

39.1. 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:

	31.12.2020		31.12.2019	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR)	196	39	224	47
Transportadoras de gás	74	191	150	717
Distribuidoras estaduais de gás natural	225	68	338	104
Empresas do setor petroquímico	17	9	47	29
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	152	120	35	203
Subtotal	664	427	794	1.100
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	1.632	-	1.580	-
Bancos controlados pela União Federal	7.676	3.707	8.584	4.904
Setor elétrico	205	-	334	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	482	-	304	-
União Federal (Dividendos)	2	-	-	417
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	-	-	20
Outros	38	47	45	43
Subtotal	10.035	3.754	10.847	5.384
Planos de Pensão	52	65	60	110
Total	10.751	4.246	11.701	6.594
Circulante	2.663	1.225	2.849	1.904
Não circulante	8.088	3.021	8.852	4.690
Total	10.751	4.246	11.701	6.594

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas :

	2020	2019	2018
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Petrobras Distribuidora (BR)	11.038	7.242	-
Transportadoras de gás	(1.478)	(1.858)	(932)
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.723	2.812	2.306
Empresas do setor petroquímico	2.769	2.926	3.762
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	265	208	36
Subtotal	14.317	11.330	5.172
Entidades governamentais			
Títulos públicos federais	41	107	109
Bancos controlados pela União Federal	(456)	(652)	(902)
Setor elétrico	72	300	1.713
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	235	8	92
Subvenção do Diesel	-	-	1.559
União Federal (Dividendos)	(4)	(4)	3
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(135)	(110)	(461)
Outros	(15)	(130)	144
Subtotal	(262)	(482)	2.257
Planos de Pensão	(177)	-	-
Total	13.878	10.848	7.429
Receitas, principalmente de vendas	16.202	13.748	8.733
Compras e serviços	(2.074)	(2.591)	(2.239)
Receitas e despesas operacionais	(93)	-	-
Variações monetárias e cambiais líquidas	(102)	(395)	(316)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(55)	87	1.251
Total	13.878	10.848	7.429

(*) Inclui resultados da TAG até julho de 2020, data em que companhia celebrou contrato de compra e venda de sua participação remanescente (nota explicativa 24.2)

O passivo referente aos planos de pensão dos funcionários da empresa e administrado pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívida, é apresentado na nota 19.

39.2. Contas de petróleo e álcool - contas a receber do governo federal brasileiro

De acordo com a Medida Provisória 2.181 de 24 de agosto de 2001, o Governo Federal Brasileiro pode liquidar o saldo das contas a receber relacionadas às contas de Petróleo e Álcool usando títulos do Tesouro Nacional em um valor igual ao saldo em aberto, ou permitir que a Companhia compense o saldo devedor contra valores a pagar ao Governo Federal, incluindo impostos a pagar, ou ambos.

Após várias tentativas de negociação na esfera administrativa, a Companhia ingressou com uma ação judicial em julho de 2011 para cobrar os créditos.

Em 30 de novembro de 2020, não havendo possibilidade de impugnação em virtude de a decisão ser definitiva, o precatório foi encaminhado ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região. O valor de US\$ 476 (R\$ 2.473 milhões), será corrigido até a data do efetivo pagamento. A expectativa da Companhia é receber o valor no primeiro semestre de 2022.

Dessa forma, a Companhia registrou o montante de US\$ 235 dentro das receitas (despesas) financeiras líquidas, incluindo correção monetária e juros, dos quais US\$ 228 são decorrentes da atualização referente à diferença entre a Taxa Referencial e o IPCA-E do saldo devedor Saldo.

Em 31 de dezembro de 2020, o saldo a receber referente às contas Petróleo e Álcool é de US\$ 482 (US\$ 304 em 31 de dezembro de 2019), registrado no ativo não circulante. Dessa forma, nenhum valor permanece classificado como ativo contingente em 31 de dezembro de 2020.

39.3. 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 de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2020 e 2019 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (valores em US\$ - dólares)	2020	2019
Menor remuneração	708	928
Remuneração média	3.814	4.985
Maior remuneração	19.939	26.602
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	20.700	28.038

A remuneração total dos Diretores e Conselheiros da Petrobras é apresentada a seguir:

	2020			2019		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	2,0	0,1	2,1	2,9	0,3	3,2
Encargos sociais	0,5	-	0,5	1,0	-	1,0
Previdência complementar	0,1	-	0,1	0,4	-	0,4
Remuneração variável	-	-	-	2,8	-	2,8
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,1	-	0,1	0,4	-	0,4
Remuneração total	2,7	0,1	2,8	7,5	0,3	7,8
Remuneração total - pagamento realizado	2,7	-	2,7	6,0	-	6,0
Número de membros - média no período (*)	9,00	9,44	18,44	7,67	9,75	17,42
Número de membros remunerados - média no período (**)	9,00	4,33	13,33	7,67	5,00	12,67

(*) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(**) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

Em 31 de dezembro de 2020, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou US\$ 14 (US\$ 21 no mesmo período de 2019).

Em 22 de julho de 2020, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US\$ 8 (R\$ 43,3 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2020 e março de 2021. Em relação ao aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) 2019, não foi proposto reajuste nos honorários mensais.

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 legislação brasileira aplicável às empresas controladas pelo Governo Federal Brasileiro, os membros do Conselho de Administração que também são membros do Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras e suas subsidiárias são remunerados apenas com relação às suas funções no Comitê de Auditoria. A remuneração total relativa a esses membros foi de US\$ 430 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (US\$ 527 mil com encargos tributários e previdenciários). No mesmo período de 2019, a remuneração total relativa a esses membros foi de US\$ 430 mil (US\$ 506 mil com encargos tributários e previdenciários).

O valor da remuneração a ser pago varia de acordo com o percentual de cumprimento das metas financeiras e operacionais. O programa prevê o desembolso de compensações ao longo de 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2020, a empresa provisionou US\$ 2 (R\$ 13 milhões) referente ao Programa de Prêmio de Desempenho - (PPP) 2020.

Isenção de danos (indenização)

O estatuto social da companhia estabelece 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 relacionadas a processos arbitrais, judiciais ou administrativos que envolvam atos praticados no exercício de suas atribuições ou poderes, desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O primeiro período de abrangência do contrato iniciou em 18 de dezembro de 2018 e segue 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, função ou 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. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até 24 de março de 2020 é de US\$ 500.

O segundo período de abrangência do contrato iniciou em 25 de abril de 2020 e segue até a ocorrência dos mesmos tipos de eventos do primeiro período. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até março de 2022 é de US\$ 300.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham cobertura de apólice de seguro 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. Vale destacar que após decisão final irrecorrível, se restar comprovado que o ato praticado pelo beneficiário não é passível de indenização, o beneficiário está obrigado a devolver à companhia os valores adiantados. Vale destacar que a Petrobras não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos.

Em relação a potenciais conflitos de interesse, importante mencionar que a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a analisar se o ato será ou não passível de cobertura. Além disso, o beneficiário da cobertura está impedido de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de suas próprias despesas.

40. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2020	2019	2018
Informações adicionais aos fluxos de caixa			
Valores pagos e recebidos durante o período			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	770	1.165	839
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	310	76	137
Arrendamentos	4.255	2.301	-
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	5.174	5.497	4.777
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	2	3	60

41. Eventos subsequentes

Venda das Eólicas Mangue Seco 1, 3 e 4

Em janeiro de 2021, a Petrobras assinou contrato para a venda da totalidade de suas participações nas empresas que fazem parte do complexo do parque eólico da companhia.

Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

Em 29 de janeiro de 2021, a Petrobras assinou contrato para a venda da totalidade de suas participações nos campos de produção de Peroá e Congoá e na concessão BM-ES-21, denominados conjuntamente de Polo Peroá e localizado na Bacia do Espírito Santo. O valor da venda foi de até US\$ 55, sendo (a) US\$ 5 pagos na data da assinatura do contrato; (b) US\$ 7.5 no fechamento da transação e (c) até US\$ 42.5 em pagamentos contingentes previstos em contrato, relacionados a fatores como declaração de comercialidade de Malombe, preços futuros do petróleo e extensão do prazo das concessões. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Venda do Campo de Frade

Em 5 de fevereiro de 2021, a companhia finalizou a venda de sua participação de 30% no campo de Frade para a PetroRio Jaguar Petróleo Ltda., subsidiária da Petro Rio S.A. (PetroRio), que detém os 70% restantes. A transação incluiu também a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A. (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV para a Petrorio Luxembourg, que passa a deter 100% de Frade BV.

A operação foi concluída com o pagamento de US\$ 36 para a Petrobras na data do fechamento da transação, valor resultante dos pagamentos previstos nos contratos e já com os ajustes aplicáveis. Esse valor se soma ao montante de US\$ 7.5 pagos à Petrobras na assinatura do contrato de venda. Além disso, há o montante de US\$ 20 contingente à uma potencial nova descoberta comercial no campo.

Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

Em 5 de fevereiro de 2021, a Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSAI), controlada indireta da Petrobras, finalizou a venda da totalidade de sua participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA), no Uruguai, para a Mauruguay S.A., empresa subsidiária integral indireta da Disa Corporación Petrolífera S.A. (DISA).

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 62, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 6 pagos a PUSAI na data de assinatura do contrato de venda, totalizando US\$ 68.

Venda da BSBios

Em 9 de fevereiro de 2021, a Petrobras Biocombustível S.A. (PBio) finalizou a venda da totalidade das suas ações (50% do capital da empresa) de emissão da BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios) para a empresa RP Participações em Biocombustíveis S.A.

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 48 para a PBio, já com os ajustes previstos no contrato. Além desse valor, US\$ 13 estão mantidos em conta vinculada (*escrow*) para indenização de eventuais contingências e serão liberados conforme prazos e condições previstas em contrato e US\$ 1 foi recebido antecipadamente na forma de juros sobre capital próprio em dezembro de 2020, totalizando o valor da operação em US\$ 62.

Venda de campos terrestres na Bahia

Em 24 de fevereiro de 2021, a Petrobras informa que assinou com a SPE Miranga S.A., subsidiária integral da PetroRecôncavo S.A., contrato para a venda da totalidade de sua participação em nove campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Miranga, localizados no estado da Bahia.

O valor da venda total é de até US\$ 220, sendo: (a) US\$ 11 pagos na assinatura do contrato; (b) US\$ 44 no fechamento da transação; (c) US\$ 80 diferidos em três parcelas ao longo de três anos a partir do fechamento da transação; e (iv) até US\$ 85 que somente serão reconhecidos quando as condições acordadas forem atingidas.

Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

Venda do Parque Eólico Mangue Seco 2

Em 24 de fevereiro de 2021, a Petrobras assinou contrato com o Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Pirineus (FIP Pirineus) para a venda da totalidade de sua participação de 51% na Eólica Mangue Seco 2. A transação decorre do exercício do direito de preferência pelo FIP Pirineus, conforme acordo de acionistas da Eólica Mangue Seco 2, no montante de US\$ 6, a ser pago no fechamento da transação, sujeito a ajustes de preço.

Acordo de leniência da Samsung

Em fevereiro e março de 2021, a Petrobras recebeu US\$ 65 e US\$ 59, respectivamente, compreendendo o valor total do acordo de leniência da Samsung Heavy Industries com o Ministério Público Federal.

Aprovação da venda da refinaria RLAM

Em 24 de março de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, na Bahia, para a Mubadala Capital pelo valor de US\$ 1,65 bilhão. O contrato de compra e venda deverá ser assinado logo após a aprovação.

O contrato prevê ajustes no valor da venda em função de variações no capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação, e que a operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

42. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras

42.1. Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos de dívida emitidos pela Petrobras Global Finance BV (PGF), uma subsidiária financeira 100% da Petrobras. Não existem restrições significativas sobre a capacidade da Petrobras em obter recursos através da PGF.

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 2020, mantém atividades 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 28. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 25.3 e 26.2.

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					Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
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
31 de dezembro de 2019							
Reservas de petróleo e gás não provadas	23.063	117	–	–	117	23.180	–
Reservas de petróleo e gás provadas	81.063	135	–	–	135	81.198	4.202
Equipamentos de suporte	88.289	687	–	1	688	88.977	–
Custos capitalizados brutos	192.414	940	–	1	941	193.355	4.202
Depreciação, depleção e amortização	(51.332)	(581)	–	(1)	(582)	(51.914)	(1.690)
Custos capitalizados, líquidos	141.081	359	–	–	359	141.441	2.513
31 de dezembro de 2018							
Reservas de petróleo e gás não provadas	5.999	112	–	–	112	6.111	–
Reservas de petróleo e gás provadas	88.572	144	–	–	144	88.716	4.091
Equipamentos de suporte	83.822	649	–	389	1.038	84.860	6
Custos capitalizados brutos	178.393	905	–	389	1.294	179.687	4.097
Depreciação, depleção e amortização	(60.890)	(544)	–	(29)	(573)	(61.463)	(1.410)
Custos capitalizados, líquidos	117.503	361	–	360	721	118.224	2.687

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:

	Exterior					Consolidado		Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total		
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	
Em 31 de dezembro de 2019								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	
Não provadas	16.670	-	-	-	-	16.670	-	
Custos de exploração	1.069	11	-	-	11	1.080	3	
Custos de desenvolvimento	6.819	6	-	-	6	6.825	150	
Total	24.558	17	-	-	17	24.575	153	
Em 31 de dezembro de 2018								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	
Não provadas	832	-	-	-	-	832	-	
Custos de exploração	776	10	1	-	11	787	5	
Custos de desenvolvimento	9.685	32	229	-	261	9.946	252	
Total	11.293	43	230	-	272	11.565	257	

(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 2020, 2019 e 2018 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 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	(885)	(2)	(167)	(26)	(195)	(1.080)	(158)
Resultado antes dos impostos	7.253	(10)	(167)	(26)	(203)	7.050	(121)
Imposto de renda e contribuição social	(2.466)	3	57	9	69	(2.398)	41
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.786	(7)	(110)	(17)	(134)	4.652	(80)
Em 31 de dezembro de 2019							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	888	174	-	-	174	1.062	1.114
Intersegmentos	49.400	-	-	-	-	49.400	-
	50.288	174	-	-	174	50.462	1.114
Custos de produção	(15.749)	(69)	-	-	(69)	(15.818)	(124)
Despesas de exploração	(793)	(6)	-	-	(6)	(799)	(5)
Depreciação, exaustão e amortização	(11.436)	(37)	-	(13)	(50)	(11.486)	(292)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.535)	-	-	(421)	(421)	(1.956)	-
Outras despesas operacionais	(1.420)	(13)	41	(34)	(6)	(1.426)	(20)
Resultado antes dos impostos	19.354	50	41	(468)	(377)	18.977	672
Imposto de renda e contribuição social	(6.579)	(17)	(14)	159	128	(6.451)	(229)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	12.775	33	27	(309)	(249)	12.526	443
Em 31 de dezembro de 2018							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	1.142	190	998	-	1.188	2.330	375
Intersegmentos	50.052	-	-	-	-	50.052	-
	51.194	190	998	-	1.188	52.382	375
Custos de produção	(19.741)	(77)	(152)	-	(229)	(19.970)	(40)
Despesas de exploração	(516)	(7)	(1)	-	(8)	(524)	(2)
Depreciação, exaustão e amortização	(8.716)	(40)	(221)	(21)	(282)	(8.998)	(109)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(686)	-	(705)	-	(705)	(1.391)	-
Outras despesas operacionais	(2.188)	(839)	(88)	(38)	(965)	(3.153)	(12)
Resultado antes dos impostos	19.347	(773)	(169)	(59)	(1.001)	18.346	212
Imposto de renda e contribuição social	(6.576)	263	57	20	340	(6.236)	(162)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	12.771	(510)	(112)	(39)	(661)	12.110	50

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 2020, 2019 e 2018 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 na América do Norte	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	
Reservas em 31.12.2017 (1)	8.249,4	1,2	114,6	6,0	8.371,3	-	63,4	8.434,7
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(100,4)	-	(100,4)	100,4	-	-
Revisão de estimativas anteriores	342,7	-	-	(0,3)	342,5	(0,9)	3,7	345,3
Extensões e descobertas	308,5	0,6	-	-	309,1	-	-	309,1
Recuperação melhorada	224,2	-	-	-	224,2	-	-	224,2
Vendas de reservas	(254,8)	-	-	-	(254,8)	(80,4)	-	(335,2)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	7,9	-	7,9
Produção no ano	(701,3)	(0,3)	(14,3)	(0,9)	(716,8)	(0,4)	(7,3)	(724,5)
Reservas em 31.12.2018 (1)	8.168,7	1,6	-	4,8	8.175,1	26,6	59,8	8.261,5
Revisão de estimativas anteriores	718,8	-	-	-	718,8	0,7	(6,5)	713,0
Extensões e descobertas	17,5	-	-	3,6	21,1	-	0,6	21,7
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68,3)	-	-	-	(68,3)	-	-	(68,3)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(753,9)	(0,2)	-	(0,8)	(754,8)	(4,7)	(12,3)	(771,7)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.082,8	1,4	-	7,7	8.091,9	22,7	41,6	8.156,1
Revisão de estimativas anteriores	268,7	(0,9)	-	(6,8)	261,0	(0,4)	-	260,7
Extensões e descobertas	34,8	-	-	-	34,8	-	-	34,8
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(60,8)	-	-	-	(60,8)	-	(41,1)	(101,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(791,7)	(0,2)	-	(0,9)	(792,8)	(4,2)	(0,5)	(797,5)
Reservas em 31.12.2020	7.533,9	0,3	-	-	7.534,2	18,1	-	7.552,3

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 263,7 milhões de barris referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 59,8 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 41,6 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) 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 natural na América do Norte	Gás sintético no Brasil	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África		
Reservas em 31.12.2017 (1)	7.676,1	160,2	40,9	8,1	7.885,3	-	17,3	7.902,6
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(36,8)	-	(36,8)	36,8	-	-
Revisão de estimativas anteriores	737,2	-	-	(1,0)	736,2	(3,1)	34,8	768,0
Extensões e descobertas	136,8	70,1	-	-	206,9	-	-	206,9
Recuperação melhorada	207,6	-	-	-	207,6	-	-	207,6
Vendas de reservas	(165,5)	-	-	-	(165,5)	(29,7)	-	(195,2)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	6,9	-	6,9
Produção no ano	(801,8)	(16,2)	(4,1)	(1,3)	(823,5)	(0,1)	(4,8)	(828,4)
Reservas em 31.12.2018 (1)	7.790,5	214,1	-	5,7	8.010,3	10,8	47,3	8.068,5
Revisão de estimativas anteriores	1.415,7	(42,3)	-	-	1.373,4	0,1	10,9	1.384,4
Extensões e descobertas	15,3	-	-	7,6	22,9	-	0,3	23,2
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(24,0)	-	-	-	(24,0)	-	-	(24,0)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(816,9)	(15,5)	-	(1,2)	(833,7)	(1,7)	(11,3)	(846,7)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.380,6	156,3	-	12,1	8.549,0	9,2	47,2	8.605,4
Revisão de estimativas anteriores	(92,5)	(118,7)	-	(10,8)	(221,9)	0,2	-	(221,7)
Extensões e descobertas	36,0	-	-	-	36,0	-	-	36,0
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(42,3)	-	-	-	(42,3)	-	(47,2)	(89,5)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(735,2)	(12,0)	-	(1,4)	(748,5)	(1,6)	-	(750,1)
Reservas em 31.12.2020	7.546,7	25,6	-	-	7.572,3	7,8	-	7.580,1

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 173,7 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47,3 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 47,2 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

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 30% de nossa reserva provada total de gás natural em 2020.

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 2020, 2019 e 2018:

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. na América do Norte	Óleo equiv. sintético no Brasil	Óleo equiv. na América do Norte	Óleo equiv. na África	
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	7,4	9.685,5	-	9.751,7
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(106,5)	-	(106,5)	106,5	-
Revisão de estimativas anteriores	465,6	-	-	(0,4)	465,2	(1,4)	473,3
Extensões e descobertas	331,3	12,3	-	-	343,6	-	343,6
Recuperação melhorada	258,8	-	-	-	258,8	-	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	-	-	-	(282,4)	(85,4)	(367,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	9,1	9,1
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,0)	(1,2)	(854,0)	(0,5)	(862,6)
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467,1	37,2	-	5,8	9.510,1	28,4	9.606,2
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	-	-	947,7	0,7	943,7
Extensões e descobertas	20,1	-	-	4,9	25,0	-	25,6
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(72,3)	-	-	-	(72,3)	-	(72,3)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	-	(1,0)	(893,8)	(4,9)	(912,8)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.479,6	27,4	-	9,7	9.516,7	24,2	9.590,4
Revisão de estimativas anteriores	253,3	(20,6)	-	(8,6)	224,1	(0,3)	223,7
Extensões e descobertas	40,8	-	-	-	40,8	-	40,8
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(67,8)	-	-	-	(67,8)	-	(116,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(914,2)	(2,2)	-	(1,2)	(917,6)	(4,5)	(922,5)
Reservas em 31.12.2020	8.791,7	4,6	-	-	8.796,3	19,4	8.815,7

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 67,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 49,5 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2020, incorporamos 223,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 637,1 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 253,9 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e

(iii) redução de 667,2 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço do petróleo.

Também incorporamos 40,8 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 116,8 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.815,7 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 922,5 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)

Em 2019, incorporamos 943,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 529,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas a boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;
- (ii) adição de 266,8 milhões de boe referente a revisões contratuais, incluindo o remanejamento de volumes devido à revisão do contrato da Cessão Onerosa, e a prorrogação de contratos de concessões no Brasil;
- (iii) adição de 242,6 milhões de boe devido a aprovação de novos projetos nas Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo; e
- (iv) redução de 94,8 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 25,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 72,3 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a vendas de reservas provadas.

Considerando a produção de 912,8 milhões de boe em 2019 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.590,4 milhões de boe em 2019. A 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.

Em 2018, incorporamos 473,3 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 233,5 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento do preço, e 239,9 milhões de boe principalmente devido a revisões técnicas, em função do bom desempenho dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos, ambas no Brasil. Além disso, incorporamos 258,8 milhões de boe em nossas reservas provadas resultantes de respostas positivas de recuperação suplementar (injeção de água) e 343,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos.

Reduzimos 367,8 milhões de boe de nossas reservas provadas devido à venda de reservas e aumentamos 9,1 milhões em nossas reservas provadas devido a compras de reservas, resultando em um efeito líquido de redução de 358,7 milhões de boe em nossas reservas provadas devido à compra e venda.

Considerando a produção de 862,6 milhões de boe em 2018 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.606,2 milhões de boe. Esta produção de 862,6 milhões de boe se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural (exceto na América do Norte), uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, e também não considera a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana proíbe a divulgação e o registro das 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:

	2018				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.339,5	4,8	4.807,0	5,7	5.146,4
América do Sul, exceto Brasil	1,0	-	83,5	-	15,0
Total Entidades Consolidadas	4.340,5	4,8	4.890,5	5,7	5.161,4
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	20,0	-	8,3	-	21,4
África	30,9	-	27,6	-	35,5
Total Investidas por equivalência patrimonial	51,0	-	35,9	-	56,9
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	4.391,5	4,8	4.926,4	5,7	5.218,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.829,2	-	2.983,5	-	4.326,4
América do Sul, exceto Brasil	0,5	-	130,6	-	22,3
Total Entidades Consolidadas	3.829,7	-	3.114,1	-	4.348,7
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	6,5	-	2,5	-	6,9
África	28,9	-	19,7	-	32,2
Total Investidas por equivalência patrimonial	35,4	-	22,2	-	39,1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.865,1	-	3.136,3	-	4.387,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.256,6	4,8	8.062,7	5,7	9.606,2

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (30,9 milhões de barris de óleo e 27,6 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 28,9 milhões de barris de óleo e 19,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Norte, estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4,2% nas reservas desenvolvidas e 3,6% 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)

					2019
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnct)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999,1	7,7	5.715,6	12,1	5.961,4
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,9	-	66,9	-	12,1
Total Entidades Consolidadas	5.000,0	7,7	5.782,5	12,1	5.973,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18,2	-	7,0	-	19,4
África	37,1	-	44,7	-	44,6
Total Investidas por equivalência patrimonial	55,3	-	51,7	-	64,0
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	5.055,3	7,7	5.834,3	12,1	6.037,4
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.083,7	-	2.665,0	-	3.527,9
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,5	-	89,3	-	15,4
Total Entidades Consolidadas	3.084,2	-	2.754,3	-	3.543,3
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4,4	-	2,2	-	4,8
África	4,5	-	2,4	-	4,9
Total Investidas por equivalência patrimonial	8,9	-	4,6	-	9,7
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.093,1	-	2.759,0	-	3.552,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.148,4	7,7	8.593,2	12,1	9.590,4

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37,1 milhões de barris de óleo e 44,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4,5 milhões de barris de óleo e 2,4 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20,3% nas reservas desenvolvidas e 52,9% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 3,8% nas reservas desenvolvidas e 5,3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

					2020
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnct)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.857,6	-	5.713,9	-	5.809,9
América do Sul, exceto Brasil (1)	0,3	-	25,6	-	4,6
Total Entidades Consolidadas	4.857,9	-	5.739,5	-	5.814,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	16,9	-	7,2	-	18,1
Total Investidas por equivalência patrimonial	16,9	-	7,2	-	18,1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.874,8	-	5.746,7	-	5.832,6
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676,3	-	1.832,8	-	2.981,8
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	-	-	-
Total Entidades Consolidadas	2.676,3	-	1.832,8	-	2.981,8
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1,2	-	0,6	-	1,3
Total Investidas por equivalência patrimonial	1,2	-	0,6	-	1,3
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	2.677,5	-	1.833,4	-	2.983,1
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552,3	-	7.580,1	-	8.815,7

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21,3% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6,3% nas reservas desenvolvidas e 5,3% 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)

(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, 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, incluem-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)

	Consolidado					
	Brasil	Exterior			Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
		América do Sul	América do Norte	Total		
Em 31 de dezembro de 2020						
Fluxos de caixa futuros	333.248	69	-	69	333.317	667
Custo de produção futuros	(182.534)	(51)	-	(51)	(182.585)	(465)
Custo de desenvolvimento futuros	(31.236)	(16)	-	(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	-	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	-	1	45.979	74
Em 31 de dezembro de 2019						
Fluxos de caixa futuros	535.788	609	-	609	536.397	4.045
Custo de produção futuros	(272.381)	(285)	-	(285)	(272.666)	(1.349)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.346)	(141)	-	(141)	(34.487)	(515)
Despesa futura de imposto de renda	(86.012)	(31)	-	(31)	(86.044)	(438)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	143.049	152	-	152	143.200	1.743
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(54.928)	(83)	-	(83)	(55.010)	(332)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	88.121	69	-	69	88.190	1.412
Em 31 de dezembro de 2018						
Fluxos de caixa futuros	601.754	1.112	-	1.112	602.866	5.998
Custo de produção futuros	(269.942)	(425)	-	(425)	(270.367)	(1.570)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.119)	(218)	-	(218)	(34.337)	(520)
Despesa futura de imposto de renda	(111.522)	(91)	-	(91)	(111.613)	(1.006)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	186.171	379	-	379	186.549	2.903
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(75.050)	(194)	-	(194)	(75.244)	(613)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	111.121	185	-	185	111.305	2.290

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de US\$ 1,675 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de US\$ 1,047 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

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 (2)	
	Brasil(1)	América do Sul	América do Norte	Exterior Total		Total
Em 01 de janeiro de 2020	88.121	69	–	69	88.190	1.412
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(24.908)	(14)	–	(14)	(24.922)	(94)
Custos de desenvolvimento incorridos	5.664	3	–	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	509	–	–	–	509	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	3.160	(35)	–	(35)	3.125	(10)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(54.606)	(145)	–	(145)	(54.751)	(375)
Variação nos custos futuros estimados de	(4.716)	97	–	97	(4.618)	67
Acréscimo de desconto	8.812	9	–	9	8.821	12
Variação líquida do imposto de renda	24.788	24	–	24	24.812	51
Outros - não especificados	–	(7)	–	(7)	(7)	1
Em 31 de dezembro de 2020	45.978	1	–	1	45.979	74
Em 01 de janeiro de 2019	111.121	185	–	185	111.305	2.290
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(34.522)	(65)	–	(65)	(34.587)	(792)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.819	6	–	6	6.826	150
Variação líquida em decorrência de compras e vendas	(1.387)	–	–	–	(1.387)	–
Variação líquida em decorrência de extensões,	385	–	–	–	385	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	18.317	(44)	–	(44)	18.273	8
Variação líquida de preços, preços de transferência e	(34.114)	(145)	–	(145)	(34.259)	(505)
Variação nos custos futuros estimados de	(5.324)	60	–	60	(5.265)	(97)
Acréscimo de desconto	11.112	25	–	25	11.137	244
Variação líquida do imposto de renda	15.714	41	–	41	15.755	363
Outros - não especificados	–	7	–	7	7	(249)
Em 31 de dezembro de 2019	88.121	69	–	69	88.190	1.412
Em 01 de janeiro de 2018	63.687	126	1.628	1.755	65.442	1.294
Transferências por perda de controle (3)	–	–	(1.428)	(1.428)	(1.428)	1.428
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(31.429)	(76)	(844)	(921)	(32.350)	(369)
Custos de desenvolvimento incorridos	9.685	32	229	261	9.946	252
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.773)	–	–	–	(4.773)	(1.770)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos	11.284	123	–	123	11.407	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	10.688	–	–	–	10.688	50
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	72.662	44	383	427	73.089	1.740
Variação nos custos futuros estimados de	1.857	(76)	(118)	(194)	1.664	(93)
Acréscimo de desconto	6.369	19	150	169	6.537	129
Variação líquida do imposto de renda	(28.910)	(4)	–	(4)	(28.914)	(489)
Outros - não especificados	–	(4)	–	(4)	(4)	119
Em 31 de dezembro de 2018	111.121	185	–	185	111.305	2.290

(1) Inclui o valor de US\$ 1,770 milhões referentes a ativos classificados como mantidos para venda em 2017 (janeiro de 2018).

(2) Inclui o valor de US\$ 1,675 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de US\$ 1,047 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

(3) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company (“Murphy”) e 20% da Petrobras America Inc (“PAI”).

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.



PETR
B3 LISTED N2

PBR
Listed
NYSE

PBRA
Listed
NYSE

LATIBEX
XPBRA

LATIBEX
XPBR

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

 PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL