



Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras 2021



Relatório da Administração 2021

Disclaimer

O Relatório da Administração busca atender aos normativos vigentes, como a Lei nº 6.404/1976 e as orientações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Além disso, as informações financeiras contidas nesse relatório são elaboradas de acordo com o International Financial Reporting Standards (IFRS) e em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

Este documento pode conter previsões que refletem apenas expectativas dos nossos administradores. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela companhia e, conseqüentemente, não são garantias de nossos resultados futuros. Portanto, os resultados futuros das nossas operações podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. Não nos obrigamos a atualizar tais previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros.

Os comentários da Administração sobre o nosso desempenho financeiro consideram a abrangência de cada segmento de negócio, conforme definido na Nota Explicativa 12 das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Mensagem da Administração

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022 – A Petrobras alcançou em 2021 sólidos resultados operacionais e financeiros, com destaque para o equacionamento do endividamento e o cumprimento de todas as suas metas de produção de petróleo e gás.

Conseguimos atingir as nossas métricas de topo e todas as metas de produção do ano, entregando uma produção total de óleo e gás de 2,77 milhões de barris de óleo equivalente por dia, tendo o pré-sal representado 70% do volume produzido. Esse fato é de suma importância sob a ótica de geração de valor para nossos acionistas e para a sociedade, uma vez que a produção do pré-sal é mais competitiva e possui melhor qualidade, além de apresentar menor intensidade de emissões de carbono.

Iniciamos em agosto a operação de uma nova unidade no pré-sal, o FPSO Carioca, e, em dezembro, adquirimos os direitos de exploração e produção dos campos de Sépia e Atapu, também no pré-sal. Esses eventos nos trazem ainda mais confiança de que continuaremos a entregar crescimento de produção no pré-sal de modo a gerar cada vez mais valor para nossos acionistas e para a sociedade.

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, o fator de utilização médio das nossas refinarias atingiu uma média de 88% no quarto trimestre de 2021, e 83% no ano o maior índice dos últimos cinco anos.

No ano, o volume de vendas de derivados aumentou 8,5% e nós batemos recordes de vendas e produção de diesel 5-10. As vendas aumentaram 35% e a produção, 10% em 2021. Este movimento ocorre em conjunto à modernização da frota, trazendo melhores resultados ambientais e econômicos para os usuários.

Expandimos nossa atuação comercial em exportações, aumentando a participação da corrente de Atapu e exportando a primeira carga de Sépia, ao mesmo tempo em que Búzios continua como o principal destaque. Também batemos recorde em operações *ship-to-ship*, o que nos confere maior flexibilidade e agilidade nas nossas operações.

Sob a ótica financeira, alcançamos em 2021 um fluxo de caixa livre de US\$ 31,5 bilhões, um EBITDA ajustado recorrente de US\$ 43,5 bilhões e um resultado líquido recorrente de US\$ 15,6 bilhões.

Sem dúvida o maior destaque financeiro foi o atingimento da meta de dívida bruta com antecipação de 15 meses, resolvendo assim um problema que perseguiu a Petrobras durante vários anos e que havia sido fruto de decisões empresariais equivocadas. Temos hoje uma dívida bruta de US\$ 58,7 bilhões, resultando em uma relação dívida líquida/EBITDA de 1,1x.

A qualidade da nossa gestão financeira foi reconhecida pela Moody's, com aumento de um nível na nota da Companhia, e pela *Latin Finance*, que nos conferiu o prêmio de melhor operação de gestão de dívidas, e a ANEFAC, pelo Troféu Transparência 2021 pelas nossas demonstrações financeiras.

Com a redução do endividamento, foi possível redirecionar recursos pagos como juros para investimentos. Em 2021, investimos US\$ 8,8 bilhões, aumento de 9% em relação a 2020. Nos próximos cinco anos, planejamos investir mais US\$ 68 bilhões, 24% acima do projetado para 2021-2025. Isso demonstra que estamos trabalhando para a Petrobras crescer de forma sustentável e rentável. E, desta forma, entregar o máximo de retorno para nossos acionistas e para a sociedade.

Hoje somos uma companhia muito mais sólida, responsável e capaz de continuar gerando e distribuindo riqueza para nossos acionistas e para a sociedade.

Na gestão de portfólio, concluímos, até o mês de fevereiro de 2022, o desinvestimento de 21 ativos, onde destacamos as vendas da RLAM, BR Distribuidora e de 10% da NTS, e assinamos mais 14 ativos. Outros avanços importantes foram a assinatura da REMAN, da SIX e da Gaspetro, além do progresso nos demais compromissos assinados com o CADE para a abertura dos mercados de refino e gás natural.

Praticamente dobramos em 2021 nossa geração de energia elétrica e no leilão de reserva de capacidade de dezembro contratamos 1,3 gigawatts de potência, algo fundamental para a complementação energética do Sistema Interligado Nacional. Aumentamos o volume de vendas de gás natural em 25%, com destaque para a oferta de GNL, com um aumento de 188% ante 2020, viabilizado pela ampliação da capacidade do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara.

Os resultados operacionais e financeiros evidenciam que a Petrobras se tornou uma empresa forte e saudável. Esta é a melhor forma da companhia desempenhar seu papel social, sendo capaz de crescer, investir, gerar empregos, pagar tributos, retornar dividendos aos acionistas, incluindo a União, e contribuir efetivamente para o desenvolvimento do país.

Contribuição para a Sociedade

Os resultados alcançados pela companhia em 2021 permitiram repassar à sociedade brasileira cerca de R\$ 230 bilhões sob a forma de tributos pagos aos governos federal, estadual e municipal, participações governamentais e dividendos para a União. A Petrobras é a maior pagadora de tributos do Brasil. Em 2021, recolhemos R\$ 202,9 bilhões, totalizando R\$ 900 bilhões nos últimos cinco anos. Quanto mais recursos a companhia gera, mais devolve à sociedade.

Tendo em vista a geração de caixa, o Conselho de Administração está propondo o encaminhamento à Assembleia Geral de Acionistas a distribuição de R\$ 37,3 bilhões em dividendos – R\$ 2,8610762 por ação ordinária e preferencial, totalizando uma remuneração aos acionistas de R\$ 7,773202 por ação ordinária e preferencial para o exercício social de 2021. O pagamento dos dividendos está previsto para o dia 16 de maio de 2022.

ASG – Ambiental, Social e Governança

A segurança é uma prioridade para a Petrobras. Trabalhamos diariamente pensando na segurança de nossos empregados e de nossas operações. A taxa de acidentes registráveis por milhões de homens/hora continua em trajetória decrescente, alcançando 0,54 em 2021.

Produção e Vendas

Principais Destaques

A Petrobras obteve um excelente desempenho operacional em 2021, atingindo todas as metas de produção para o ano com registro das seguintes marcas:

Produção	Realizada	Meta
Óleo e LGN (MMbpd)	2,22	2,21 +/- 4%
Óleo, LGN e gás comercial (MMboed)	2,46	2,43 +/- 4%
Óleo, LGN e gás total (MMboed)	2,77	2,72 +/- 4%

Os destaques de 2021 foram:

início de produção do FPSO Carioca, em 23 de agosto, primeira plataforma no campo de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos. No ano, foram interligados 3 novos poços produtores e atualmente a produção operada está acima de 130 mil bpd;

"A entrada em operação do primeiro projeto de Sépia é um marco para todos nós que trabalhamos na Petrobras. É a vitória da garra, da persistência e da capacidade técnica de nossos profissionais, num cenário externo desafiador em função da pandemia", afirma o diretor de Desenvolvimento da Produção, João Henrique Rittershausen;

conclusão, em 18 de julho, do *ramp-up* da P-70, no campo de Atapu, em menos de 13 meses. Dessa forma, a plataforma atingiu, com 4 poços produtores, a produção operada de 161 mil bpd, superando a capacidade nominal do projeto;

recorde na produção própria do pré-sal, com média anual de 1,95 MMboed, representando 70% da produção total da Petrobras. Nossa produção no pré-sal vem crescendo rapidamente e o recorde registrado representa mais do que o dobro do volume que produzíamos nesta camada há 5 anos;

recorde anual de aproveitamento de gás com a marca de 97,2% do gás produzido. Esse recorde contribui de forma significativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa e maior eficiência em carbono;

assinatura e início da vigência, em 1º de setembro, do acordo de coparticipação do campo de Búzios, que regula a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo. Assim, passamos a deter 90% dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes, excluindo-se a parcela da PPSA, e 92,666% dos volumes da jazida compartilhada;

aquisição, em 17 de dezembro, dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sépia. A Petrobras exerceu seu direito de atuar como operadora, com 30% de participação no consórcio vencedor de Sépia. Para Atapu, por sua vez, o consórcio será integrado pela Petrobras como operadora, com 52,5% de participação. Com o início da vigência do Regime de Partilha de Produção em Atapu e Sépia, previsto para o início de maio de 2022, as participações da Petrobras nas jazidas compartilhadas, incluindo as parcelas do Contrato de Cessão Onerosa e dos Contratos de Concessão passarão a ser respectivamente 65,69% para Atapu e 55,30% para Sépia.

A Petrobras se preocupa em manter um relacionamento comunitário de longo prazo, baseado no diálogo e na transparência. Estamos comprometidos com o desenvolvimento econômico dos locais onde atuamos e com o aumento da qualidade de vida de toda a sociedade, respeitamos os direitos humanos e o meio ambiente, superando os desafios de sustentabilidade relacionados ao nosso negócio – incluindo a transição para uma matriz energética de baixo carbono.

Mitigar a mudança do clima é uma exigência global, necessária e urgente. A Petrobras se alia aos governos, aos organismos multilaterais, às instituições não governamentais e às corporações responsáveis na construção das soluções por um planeta convergente às ambições de Paris. Nesse sentido, em setembro de 2021, divulgamos nossa ambição em atingir a neutralidade das emissões de gases de efeito estufa das operações sob nosso controle (escopo 1 e 2), e nossa intenção de influenciar para atingir o mesmo em ativos não-operados, em prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris.

Demos passos importantes e alcançamos reduções significativas de nossas emissões operacionais nos últimos anos e incorporamos o tema carbono em nossa estratégia e governança. Mas sabemos que precisamos avançar. Nossos compromissos de sustentabilidade de curto e médio prazo consideram reduções adicionais e fazem parte da nossa trajetória rumo à neutralidade das emissões operacionais no longo prazo.

Por meio do Programa Petrobras Socioambiental, em 2021 aplicamos R\$ 88,2 milhões em recursos em diversos projetos socioambientais. Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas de impacto, que contribuam para a solução de problemas sociais e/ou ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse, clientes dos produtos Petrobras.

Por isso, em 2021 foram doados recursos e materiais em resposta à pandemia da Covid-19. Em setembro de 2021, lançamos um programa que visa contribuir para que famílias vulneráveis tenham acesso a meios essenciais de manutenção da vida, principalmente alimentos e gás de cozinha. As ações do programa somam R\$ 300 milhões e beneficiarão mais de 4 milhões de pessoas até o fim de 2022. Por fim, aprovamos no início de 2022, a doação de R\$ 5,3 milhões para apoiar a população atingida pelas enchentes causadas pelas fortes chuvas nos estados de Minas Gerais e Bahia e região serrana do Rio de Janeiro. Para operacionalizar todas as ações do processo de doação, contamos com a parceria com várias empresas e instituições, tais como Firjan SESI, dez empresas de óleo e gás associadas do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), Ação da Cidadania, Central Única das Favelas (Cufa), Gerando Falcões, Movimento União BR, Fundação Banco do Brasil, Vale e Ministério da Saúde.

As boas práticas de governança corporativa e *compliance* constituem um pilar de sustentação para os nossos negócios. Assim, assumimos compromissos em nossa estratégia que se traduzem em assegurar um modelo de governança que permita o equilíbrio entre eficiência e controle; e atuar de forma íntegra e transparente, com tolerância zero à fraude e à corrupção.

Implementamos avanços significativos na governança corporativa e nos sistemas de integridade, *compliance* e controles internos da companhia. E adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e alinhamento às melhores práticas do mercado.

Esses avanços têm sido reconhecidos pelo mercado e gostaríamos de destacar que em 2021 recebemos troféu de Empresa Pró-Ética, concedido pela CGU, obtivemos a certificação no Nível 1 do IG-SEST do Ministério da Economia, recuperamos R\$ 1,3 bilhão pela lava-jato, atingindo um total acumulado recuperado de R\$ 6,2 bilhões.

Não poderíamos deixar de destacar o encerramento do acordo com o Departamento de Justiça norte-americana. É possível afirmar, que temos um sistema robusto de controle e medidas anticorrupção que vão além das exigidas pela legislação.

Todas nossas conquistas são resultado de muito afincado e trabalho árduo e elas seriam impossíveis sem o pleno engajamento e dedicação da nossa mais do que competente força de trabalho.

Se hoje temos uma Petrobras capaz de gerar riqueza – o que é evidenciado, por exemplo, pela perspectiva de retornar para a sociedade 58% da nossa geração de caixa nos próximos cinco anos – isso somente é possível porque imprimimos racionalidade tanto no nosso plano estratégico como na nossa gestão financeira e operacional, com todos os processos seguindo uma sólida governança.

Continuaremos atuando com disciplina de capital, investindo em ativos com altas taxas de retorno, com foco na geração de valor para a sociedade. Nosso objetivo é retornar valor para nossos acionistas e para a sociedade, por meio de impostos, dividendos, criação de empregos e investimentos que, dentro do contexto da transição energética, devam ser acelerados, principalmente o desenvolvimento no pré-sal.

Gostaríamos de destacar, nosso reconhecimento ao nosso Conselho de Administração pelo importante papel e contínuo apoio à execução da nossa estratégia nesta jornada de transformação e construção de uma Petrobras cada vez mais forte e resiliente.

Convido todos vocês a conhecer as Demonstrações Financeira, o Relatório Fiscal de 2021, o Relatório de Desempenho Financeiro do 4T21 e o Relatório de Mudança do Clima, divulgados na data de hoje.



Joaquim Silva e Luna
Presidente



Rodrigo Araujo Alves
Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

"O alcance desses resultados demonstra o compromisso da Petrobras com o cumprimento das suas metas e o foco em ativos em águas profundas e ultraprofundas, que têm demonstrado grande diferencial competitivo, produzindo óleo de baixo custo de extração e alta qualidade, com baixas emissões de gases de efeito estufa", afirma o Diretor de Exploração e Produção, Fernando Assumpção Borges.

No 4T21, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,70 MMboed, 4,5% abaixo do 3T21, em função do início de vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios e das paradas para manutenção em plataformas do pré-sal com alta produção (P-66, P-75, P-76, FPSO Cidade de Ilhabela, FPSO Cidade de Mangaratiba e FPSO Cidade de São Paulo). Estes fatores foram parcialmente compensados pelo *ramp-up* do FPSO Carioca.

Como parte da nossa estratégia de gestão de portfólio, no 4T21 destacamos a conclusão da venda da totalidade das nossas participações nos campos terrestres dos polos: (i) Miranga e Remanso, na Bahia, (ii) Cricaré, no Espírito Santo; e (iii) da concessão de Rabo Branco, em Sergipe. Estes campos tiveram, em conjunto, uma produção média de 5,2 mil bpd de óleo e 468 mil m³/dia de gás no período de janeiro a novembro de 2021.

Mais recentemente, revisamos a meta de produção divulgada no Plano Estratégico 2022-2026, em função do resultado da 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa em Atapu e Sépia, que resultou, para o ano de 2022, em uma redução no valor de 70 Mboed para a produção total de óleo e gás. Para o período de 2023 a 2026, o impacto médio estimado para a produção é uma redução de 0,1 MMboed.

O FPSO Anchieta, localizado no campo de Jubarte, Bacia de Campos, encontra-se paralisado desde o dia 22 de janeiro, após a constatação da presença de óleo próximo à embarcação. Foram imediatamente tomadas as providências antipoluição adequadas, que se mostraram efetivas. A situação está estabilizada e o FPSO voltará a operar quando um plano de ação for aprovado junto às autoridades.

Em 28 de janeiro de 2022, tivemos a chegada à locação do FPSO Guanabara no Campo de Mero. Esse será o primeiro sistema de produção definitivo a ser instalado nesse Campo, com início da operação previsto para o primeiro semestre de 2022.

O volume de vendas de derivados cresceu 8,5% em 2021, em relação ao ano anterior, com destaque para o aumento da comercialização de gasolina, diesel e QAV, principalmente em função do forte impacto nas vendas causado pela pandemia, da COVID-19 em 2020, além da menor importação de gasolina e diesel por terceiros entre os períodos, resultando em aumento da participação da companhia no mercado. No caso da gasolina também teve relevância o ganho de participação de mercado sobre o etanol, principalmente pela sua competitividade em preços a nível de consumidor (nas bombas/*service stations*), e no caso do diesel, o crescimento da economia em 2021, com destaque para o setor industrial. Outro derivado que contribuiu para o crescimento do volume de vendas total foi o óleo combustível, cujas vendas cresceram em 2021 na comparação com o ano anterior, devido à maior demanda para uso em térmicas.

Batemos recorde anual de vendas e produção de diesel 5-10 em 2021, com aumento de 34,7% nas vendas e de 10% na produção. O crescimento do consumo do óleo diesel 5-10 ocorre juntamente com modernização da frota nacional, garantindo melhores resultados ambientais e econômicos para os usuários.

A produção de derivados em 2021 também superou os volumes de 2020, apesar da concentração de paradas programadas de manutenção, deslocadas de 2020, período inicial e mais crítico da COVID-19.

Mesmo com diversas paradas de manutenção, alcançamos o fator de utilização total (FUT) médio de 83% de nossas refinarias em 2021, o maior índice dos últimos cinco anos, o que mostra os ganhos de eficiência na gestão das unidades. Com o início do programa RefTOP, em maio de 2021, também obtivemos melhorias nos indicadores relacionados ao meio ambiente e desempenho energético. O indicador de emissões de gases de efeito estufa do Refino (IGEE) teve





Petróleo Brasileiro S.A.
 CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
 MINAS E ENERGIA



um resultado de 39,7 gCO₂e/CWT em 2021, superando a meta estabelecida. No total, foram evitadas emissões, de cerca de 280 mil toneladas de CO₂ equivalente, para o meio ambiente caso as refinarias tivessem operado 2021 com o índice de 2020, o que equivale à aproximadamente 60% da emissão da frota de ônibus urbanos da cidade de São Paulo de 2021, conforme dados do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA).

Em 2021 atingimos um recorde anual de processamento de pré-sal no nosso parque de refino com 59% da carga processada, 9% acima de 2020. Nossa capacidade de processamento de óleo do pré-sal tem se elevado continuamente e houve forte avanço no 4T21 em linha com estratégia da companhia de alavancar o processamento de petróleos do pré-sal, que têm baixo teor de enxofre, trazendo vantagens competitivas e oportunidades de aumento da margem de refino, favorecendo a produção de diesel 5-10 e bunker.

No 4T21, destacamos a conclusão da venda da refinaria RLAM, em 30 de novembro, cuja capacidade correspondia a cerca de 13% do total do nosso parque.

Este desinvestimento, em conjunto com fatores sazonais, contribuiu para menores vendas no mercado interno no 4T21 em comparação ao 3T21, totalizando 1,848 MMbpd, e para a queda na produção de derivados no mesmo período de 1,1%.

As exportações líquidas foram 38,8% menores em 2021 pela conjunção de menor volume de exportação e maior volume de importação no ano. A exportação de petróleo foi menor em 2021 devido à menor produção de petróleo e à maior demanda no mercado interno. Estes fatores, aliados ao maior número de paradas programadas nas refinarias, resultaram no aumento das importações, viabilizando o atendimento dos contratos de venda com clientes.

Obtivemos recorde de operações de transbordo (*ship-to-ship*) de petróleo para exportação mensal de petróleo em maio de 2021, realizando 24 operações de transbordo. O recorde anterior era de 21 operações, ocorrido também em 2021, no mês de março.

Em 2021, Búzios foi a principal corrente na nossa cesta de exportação. No 4T21, continuamos tendo Búzios como destaque, porém aumentamos a participação de Atapu incluindo dois novos clientes para essa corrente em nossa carteira, mostrando os resultados da nossa estratégia de *marketing* e vendas. Além disso, realizamos a primeira carga exportada da corrente de Sépia.

O desenvolvimento de novos mercados para as correntes dos óleos do pré-sal tem sido um fator relevante para o aumento da geração de valor nas exportações de petróleo, uma vez que torna possível explorar as arbitragens a cada momento, buscando sempre os mercados que pagam mais pelos óleos da Petrobras. Em 2021, aproximadamente 45% das exportações tiveram destino para refinadores na China, 20% para Europa, 20% para as Américas e 15% para outros destinos na Ásia.

Em 2021, a geração de energia elétrica alcançou 3.419 MW médios, um aumento de 94,7% em relação a 2020, em virtude das condições hidrológicas ao longo de 2021 e dos efeitos da retomada econômica após o auge da pandemia da COVID-19. Destacamos a contratação de 1.284 MW de potência, em dezembro de 2021, no primeiro leilão de reserva de capacidade do país (A-5), configurando uma importante oportunidade para recontração das nossas usinas, especialmente nessa conjuntura energética em que as usinas termelétricas têm desempenhado papel fundamental na complementação energética no Sistema Interligado Nacional.

O volume de vendas de gás natural aumentou 25% em 2021, na comparação com o ano anterior. Esse aumento pode ser explicado tanto pelo maior despacho termelétrico, quanto pela recuperação do consumo por parte do segmento industrial, impactado pelos efeitos da pandemia da COVID-19 no ano de 2020.

Pelo lado da oferta, o volume de GNL regaseificado alcançou 23 milhões de m³/dia em 2021, representando um aumento de 188%, na comparação com o ano anterior, contribuindo para uma oferta total de gás natural ao mercado de aproximadamente 85 milhões de m³/dia. Esse maior volume de GNL entregue ao mercado foi viabilizado com a ampliação da capacidade de regaseificação do terminal da Baía de Guanabara (RJ), que passou de 20 MM de m³/dia para até 30 MM de m³/dia. Tal fato evidencia o esforço empreendido pela Petrobras no intuito de garantir o atendimento dos compromissos junto aos nossos clientes.

VOLUME DE PRODUÇÃO CONSOLIDADO

Volume de Produção (Mbpd)	2021	2020	Δ 2021 / 2020 (%)
Diesel	726	716	1,4
Gasolina	409	356	14,7
Óleo combustível	280	293	(4,6)
Nafta	76	106	(28,5)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	122	125	(2,0)
Querosene de aviação (QAV)	70	57	22,4
Outros	169	175	(3,4)
Total de derivados	1.852	1.828	1,3

VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO

Volume de Vendas (Mbpd)	2021	2020	Δ 2021 / 2020 (%)
Diesel	801	687	16,6
Gasolina	409	343	19,2
Óleo combustível	61	40	52,5
Nafta	69	116	(40,5)
GLP	228	235	(3,0)
QAV	74	60	23,3
Outros	164	182	(9,9)
Total de derivados	1.806	1.663	8,6
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	4	5	(20,0)
Petróleo	24	3	700,0
Gás natural	352	292	20,5
Total mercado interno	2.186	1.963	11,4
Exportação de petróleo, derivados e outros	811	957	(15,3)
Vendas das unidades internacionais	46	85	(45,9)
Total mercado externo	857	1.042	(17,8)
Total geral	3.043	3.005	1,3

EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA

Mil barris por dia (Mbpd)	2021	2020	Δ 2021 / 2020 (%)
Exportação (importação) líquida	454	743	(38,9)
Importação	357	214	66,8
Petróleo	154	97	58,8
Diesel	118	18	555,6
Gasolina	20	10	100,0
Nafta	-	14	-
GLP	65	70	(7,1)
Outros derivados	-	5	-
Exportação	811	957	(15,3)
Petróleo	575	713	(19,4)
Óleo combustível	197	194	1,5
Outros derivados	39	50	(22,0)

Reservas Provadas

Nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, estimadas segundo critérios da SEC, resultaram em 9,88 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em 31 de dezembro de 2021. Deste total, 85% são de óleo e condensado e 15% de gás natural.

A evolução das reservas provadas, em bilhões de barris de óleo equivalente, consta na tabela abaixo.

VARIAÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS EM 2021

Evolução das reservas	Volumes em bilhão de boe
a) Reservas provadas dezembro/2020	8,82
b) Incorporações em 2021	1,54
c) Revisão econômica em 2021	0,43
d) Desinvestimentos em 2021	-0,01
e) Produção do ano de 2021 ¹	-0,90
f) Variação anual (b+c+d+e)	1,06
g) Reservas provadas dezembro/2021 (a+f)	9,88

1 A produção reportada na tabela não considera:
 (a) 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;
 (b) volumes de gás injetado;
 (c) produção de testes de longa duração em blocos exploratórios; e
 (d) produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2021, realizamos a maior adição de reservas da nossa história (1,97 bilhão de boe), resultando na reposição de 219% da produção desse ano, já considerando os desinvestimentos. Esses resultados evidenciam nossa trajetória de aprimoramento do sistema de gestão, com foco na maximização da geração de valor dos nossos ativos.

Foram adicionadas reservas, principalmente, em função do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos, além de apropriações pelo bom desempenho dos reservatórios. O aumento de reservas foi também impulsionado pela apreciação do preço do petróleo.

O indicador R/P (relação entre as reservas provadas e a produção) aumentou para 11,0 anos.

Historicamente, submetemos à certificação aproximadamente 90% de nossas reservas provadas segundo o critério SEC. Atualmente, a empresa certificadora é a DeGolyer and MacNaughton (D&M).

Desempenho Financeiro

Principais conquistas

- Atingimento da meta de dívida bruta de US\$ 60 bilhões com antecedência de 15 meses, resultando em uma relação dívida líquida/EBITDA de 1,1x.
- Atingimento de todas as métricas de topo previstas no Plano Estratégico 2021-2025 e de todas as metas de produção do ano, com o pré-sal respondendo por cerca de 70% da nossa produção.
- Maior adição de reservas da história da Petrobras, com 1,97 bilhão de boe, resultando na reposição de 219% da produção de 2021.
- Aprovação de Plano Estratégico 2022-2026 com metas de geração de valor amparadas em ativos resilientes a baixos preços de petróleo e baixa intensidade de carbono, e previsão de Investimentos de US\$ 68 bilhões, com previsão de entrada de 15 novos FPSOs, com 12 já contratados.
- Principais resultados anuais: EBITDA recorrente de R\$ 234,1 bilhões e fluxo de caixa livre de R\$ 169,0 bilhões.
- Remuneração total proposta ao acionista em cerca de R\$ 7,77 por ação ordinária ou preferencial.
- Elevação da nota de crédito pela Moody's em 1 nível, de "Ba2" para "Ba1", com perspectiva estável, e elevação do rating intrínseco da companhia em 1 nível, de "ba2" para "ba1".
- Entrada de caixa com venda de ativos de US\$ 4,8 bilhões em 2021, incluindo a conclusão da venda da RLAM, que representa cerca de 13% da capacidade de refino do Brasil, pelo valor de US\$ 1,8 bilhão, e conclusão da oferta das ações da Petrobras Distribuidora no valor de US\$ 2,2 bilhões.
- Aquisição de direitos de exploração nos campos de Sépia e Atapu, que contribuirão para a contínua geração de valor.
- Início de produção do FPSO Carioca, primeira plataforma no campo de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos, e conclusão do *ramp-up* da P-70, no campo de Atapu, em menos de 13 meses.
- Fator de utilização total (FUT) médio de nossas refinarias de 88% no 4T21 e 83% em 2021, o maior índice dos últimos cinco anos, o que mostra os ganhos de eficiência na gestão das unidades.
- Os investimentos em paradas programadas de manutenção em nossas refinarias bateram recordes em 2021, atingindo a marca de R\$ 2,3 bilhões. O valor representa um aumento de mais de 50% em relação a 2020 e mais de 20% em comparação ao recorde anterior atingido em 2019.
- Recorde de vendas e produção de diesel 5-10 em 2021, com aumento de 34,7% nas vendas e 10% na produção.
- Conclusão das obrigações com o Departamento de Justiça dos EUA (DOJ).
- Ambição de atingir a neutralidade das emissões de gases de efeito estufa das operações de escopo 1 e 2, e intenção de influenciar para atingir o mesmo em ativos não-operados, em prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris.
- Retorno ao Dow Jones Sustainability Index World da S&P Global's Corporate Sustainability Assessment, com nota máxima nos critérios de Materialidade, Relatório Ambiental, Riscos Relacionados à Água e Relatório Social.

Principais indicadores

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Receita de vendas	452.668	272.069	66,4
Lucro bruto	219.637	123.962	77,2
Despesas operacionais	(17.233)	(71.069)	(75,8)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	106.668	7.108	1400,7
Lucro líquido recorrente (Prejuízo) - Acionistas Petrobras ²	83.285	13.244	528,9
Fluxo de caixa operacional	203.126	148.106	37,1
Fluxo de caixa livre	168.992	118.132	43,1
EBITDA ajustado	234.576	142.973	64,1
EBITDA ajustado recorrente ²	234.069	126.997	84,3
Dívida bruta (US\$ milhões)	58.743	75.538	(22,2)
Dívida líquida	47.626	63.168	(24,6)
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x) ³	1,09	2,22	(50,9)
Dólar médio de venda	5,40	5,16	4,7
Brent (US\$/bbl)	70,73	41,67	69,7
Preço derivados básicos - Mercado interno (US\$/bbl)	416,40	254,37	63,7
TAR (Taxa de acidentes registrados por milhão de homens-hora)	0,54	0,56	(3,6)
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado)	7,8%	2,5%	+ 5,3 p.p.

Receita líquida

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Diesel	130.671	70.984	84,1
Gasolina	64.206	32.074	100,2
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	24.168	17.347	39,3
Querosene de aviação (QAV)	12.279	6.965	76,3
Nafta	9.131	8.470	7,8
Óleo combustível (incluindo bunker)	9.532	4.016	137,4
Outros derivados de petróleo	22.988	13.945	64,8
Subtotal de derivados	272.975	153.801	77,5
Gás Natural	31.694	18.485	71,5
Petróleo	3.766	254	1382,7
Renováveis e nitrogenados	215	296	(27,4)
Receitas de direitos não exercidos	1.311	2.283	(42,6)
Energia elétrica	15.559	5.635	176,1
Serviços, agenciamento e outros	4.357	3.928	10,9
Total mercado interno	329.877	184.682	78,6
Exportações	115.768	80.229	44,3
Petróleo	80.245	58.692	36,7
Óleo combustível (incluindo bunker)	29.755	17.982	65,5
Outros derivados de petróleo e outros produtos	5.768	3.555	62,3
Vendas das unidades internacionais	7.023	7.158	(1,9)
Total mercado externo	122.791	87.387	40,5
Total	452.668	272.069	66,4

Custo dos produtos vendidos

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Compras e importações	(86.975)	(31.239)	178,4
Petróleo	(30.444)	(16.458)	85,0
Derivados	(30.361)	(8.270)	267,1
Gás natural	(26.170)	(6.511)	301,9
Produção	(128.721)	(107.935)	19,3
Petróleo	(105.277)	(85.666)	22,9
Participações governamentais	(51.053)	(27.553)	85,3
Demais custos	(54.224)	(58.114)	(6,7)
Derivados	(13.424)	(11.009)	21,9
Gás natural	(10.020)	(11.259)	(11,0)
Participações governamentais	(3.206)	(1.937)	65,5
Demais custos	(6.814)	(9.322)	(26,9)
Energia elétrica, serviços prestados, operações no exterior e outros	(17.335)	(8.934)	94,0
Total	(233.031)	(148.107)	57,3

2 Vide reconciliação Lucro líquido e EBITDA Ajustado excluindo itens especiais.
 3 Índice calculado utilizando o endividamento em dólares.

Em 2021, o custo dos produtos vendidos cresceu 57% refletindo, principalmente, maiores gastos com importações, fruto de maiores volumes de petróleo, derivados e gás natural e de maiores preços de Brent e de GNL. Vale destacar o aumento do GNL na composição das compras de gás natural, tendo em vista o aumento de 188% no volume de importações de GNL para atendimento da demanda crescente, associado ao aumento de 226% nos custos de aquisição em reais.

Os custos de produção subiram 19% - com aumento das participações governamentais, que acompanharam o Brent - tendo sido parcialmente compensados por menores volumes vendidos.

Os custos com geração de energia elétrica cresceram em 2021 em comparação a 2020, devido à elevação no custo de combustível.

Despesas operacionais

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Despesas com vendas e gerais e administrativas	(29.146)	(30.545)	(4,6)
Vendas	(22.806)	(25.020)	(8,8)
Materiais, serviços, fretes, alugueis e outros	(19.095)	(21.297)	(10,3)
Depreciação, depleção e amortização	(3.289)	(2.924)	12,5
Perdas de créditos esperadas	65	20	225,0
Gastos com pessoal	(487)	(819)	(40,5)
Gerais e administrativas	(6.340)	(5.525)	14,8
Gastos com pessoal	(4.490)	(3.813)	17,8
Materiais, serviços, fretes, alugueis e outros	(1.384)	(1.264)	9,5
Depreciação, depleção e amortização	(466)	(448)	4,0
Despesas exploratórias para extração de óleo gás	(3.731)	(4.170)	(10,5)
Despesa com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.033)	(1.819)	66,7
Tributárias	(2.180)	(4.971)	(56,1)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	16.890	(34.259)	-
Outras (despesas) receitas	3.967	4.695	(15,5)
Total	(17.233)	(71.069)	(75,8)

No ano de 2021 as despesas operacionais foram 76% menores devido, principalmente, ao *impairment* de R\$ 34,3 bilhões ocorrido em 2020, contra uma reversão de *impairment* de R\$ 16,9 bilhões em 2021. Outros destaques são as despesas com vendas e gerais e administrativas, que caíram 5%, refletindo principalmente menores volumes exportados e menores despesas com frete, e as despesas tributárias, que caíram quando comparadas a 2020, quando houve adesão a programas de anistia estaduais no RJ e ES.

EBITDA Ajustado

Em 2021, o EBITDA Ajustado subiu 64%, atingindo R\$ 234,6 bilhões devido, principalmente ao aumento do Brent. Outros fatores que merecem destaque foram as maiores vendas de derivados no mercado interno, com maiores margens de diesel e gasolina, compensados por menores exportações de petróleo, maiores custos de aquisição de GNL e a revisão atuarial referente a coparticipação do plano de saúde.

Lucro líquido atribuível aos acionistas Petrobras

O lucro líquido em 2021 foi de R\$ 106,7 bilhões, comparado a R\$ 7,1 bilhões em 2020. Esse aumento expressivo se deve principalmente à alta de 77% do preço do *Brent* em reais no período, aliado a maiores volumes de venda no mercado interno e melhores margens de derivados. Além disso, houve reversão de *impairment* de R\$ 16,9 bilhões, comparado a um *impairment* de R\$ 34,3 bilhões em 2020. Com o maior lucro antes dos impostos, houve maior despesa com imposto de renda e contribuição social em R\$ 50,5 bilhões em 2021 em comparação com 2020.

Lucro líquido recorrente atribuível aos acionistas Petrobras e EBITDA Ajustado recorrente

O lucro líquido foi beneficiado por itens não-recorrentes em 2021, com destaque para: (i) a reversão de *impairment*, (ii) o ganho com alienação de ativos, (iii) o ganho com recebimento pelo acordo de coparticipação referente ao excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios e (iv) os efeitos da não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela SELIC de indébitos tributários, parcialmente compensados pelo deságio na recompra de *bonds*. Excluindo os efeitos não recorrentes, o lucro líquido teria sido de R\$ 83,3 bilhões. O EBITDA Ajustado não sofreu impacto relevante de itens não-recorrentes, alcançando R\$ 234,1 bilhões em 2021.

Investimentos

Os investimentos (*Capex*) consideram aquisição de ativos imobilizados, incluindo gastos com arrendamentos, intangíveis, investimentos das controladas, aportes nas coligadas, gastos com geologia e geofísica e gastos pré-operacionais.

US\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Exploração & Produção	7.129	6.557	8,7
Refino, Transporte e Comercialização	932	947	(1,6)
Gás e Energia	412	353	16,9
Outros	298	200	48,9
Total	8.772	8.057	8,9

Em 2021, os investimentos totalizaram US\$ 8,8 bilhões, aumento de 9% em relação a 2020, refletindo a melhora do cenário econômico pós fase crítica da pandemia de COVID-19.

O *Capex* de 2021 foi 12% abaixo do planejado para o ano, principalmente, devido à: (a) postergação para 2022 de atividades relacionadas aos novos sistemas de produção P-71, FPSO Guanabara e FPSO Carioca, (b) postergação para 2022 de atividades de apoio, paradas programadas, e (c) otimização de gastos exploratórios. Todos esses eventos não comprometem a curva de produção divulgada para 2022.

Gestão de Portfólio

De 1º de janeiro de 2021 até 23 de fevereiro de 2022, concluímos a venda de 21 ativos onde se destacam as vendas da RLAM, BR Distribuidora e de 10% da NTS. Além disso, temos 14 ativos já assinados em processo de conclusão, com destaque para a REMAN, SIX e Gaspetro. A entrada de caixa referente a estas transações, incluindo o adiantamento recebido pelas assinaturas ocorridas em 2021 até 23/02/22, resultaram em um valor de US\$ 5,6 bilhões. Além desse montante, em fevereiro de 2022, recebemos o pagamento diferido pela venda do campo de Carcará no valor de US\$ 950 milhões.

Indicadores de Endividamento

A geração de caixa e a contínua gestão da dívida em 2021 permitiram à companhia o atingimento antecipado, no 3T21, de sua meta de dívida bruta de US\$ 60 bilhões estabelecida originalmente para 2022.

Em 31 de dezembro de 2021, a dívida bruta alcançou US\$ 58,7 bilhões, 1% inferior a 30 de setembro de 2021, principalmente em função de pré-pagamentos e amortizações de dívidas. No ano de 2021, a redução foi de 22%.

O prazo médio se manteve estável, passando de 13,5 anos em 30 de setembro de 2021 para 13,4 anos em 31 de dezembro de 2021.

A relação Dívida Bruta/EBITDA ajustado diminuiu passando de 1,45x em 30 de setembro de 2021 para 1,35x em 31 de dezembro de 2021.

A dívida líquida reduziu 1%, atingindo US\$ 47,6 bilhões. A relação Dívida Líquida / EBITDA ajustado diminuiu de 1,17x em 30 de setembro de 2021 para 1,09x em 31 de dezembro de 2021.

US\$ milhões	31.12.2021	30.09.2021	Δ %	31.12.2020
Dívida Financeira	35.700	36.716	(2,8)	53.888
Mercado de capitais	22.031	22.213	(0,8)	30.137
Mercado bancário	9.762	10.524	(7,2)	18.597
Bancos de fomento	769	813	(5,4)	1.516
Agências de créditos à exportação	2.951	2.972	(0,7)	3.424
Outros	187	194	(3,6)	214
Arrendamentos	23.043	22.872	0,7	21.650
Dívida bruta	58.743	59.588	(1,4)	75.538
Disponibilidades ajustadas	11.117	11.456	(3,0)	12.370
Dívida líquida	47.626	48.132	(1,1)	63.168
Dívida líquida/(Dívida líquida + <i>market cap</i>) - Alavancagem	41%	42%	(2,4)	47%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,2	6,0	3,3	5,9
Prazo médio da dívida (anos)	13,39	13,50	(0,8)	11,71
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA Ajustado	1,09	1,17	(6,8)	2,22
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA Ajustado	1,35	1,45	(7,0)	2,66

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Dívida Financeira	199.224	199.713	(0,2)
Arrendamentos	128.594	124.411	3,4
Disponibilidades ajustadas	62.040	62.314	(0,4)
Dívida Líquida	265.778	261.810	1,5

Reconciliação do EBITDA Ajustado

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização. A Petrobras divulga o EBITDA, conforme faculta a Instrução CVM nº 527 de outubro de 2012.

Visando refletir a visão dos Administradores quanto à formação do resultado das atividades correntes da companhia, o EBITDA também é apresentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado da participação em investimentos, *impairment*, realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária, resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas e o resultado com alienação e baixa de ativos.

O EBITDA Ajustado, quando refletindo o somatório dos últimos 12 meses, também representa uma alternativa da geração operacional de caixa da companhia. Esta medida é utilizada para cálculo da métrica Dívida Bruta e Dívida Líquida sobre EBITDA Ajustado, auxiliando na avaliação da alavancagem e liquidez da companhia.

O EBITDA e EBITDA Ajustado não estão previstos nas normas internacionais de contabilidade – IFRS, e não devem servir como base de comparação com os divulgados por outras empresas, assim como não devem ser considerados como substitutos a qualquer outra medida calculada de acordo com o IFRS. Estas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

R\$ milhões	2021	2020	Δ 2021 / 2020 %
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	107.264	6.246	1617,3
Resultado Financeiro Líquido	59.256	49.584	19,5
Imposto de renda e contribuição social	44.311	(6.209)	-
Depreciação, depleção e amortização	63.048	58.305	8,1
EBITDA	273.879	107.926	153,8
Resultado de participações em investimentos	(8.427)	3.272	-
Reversão/Perda no <i>Impairment</i>	(16.890)	34.259	-
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	220	225	(2,2)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(3.317)	-	-
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos	(10.889)	(2.709)	302,0
EBITDA Ajustado total	234.576	142.973	64,1
Margem do EBITDA Ajustado (%)	52	53	(1,0)

Desempenho 2021 x Plano Estratégico 2021-2025

Métricas de topo

No Plano Estratégico 2021-2025 apresentamos cinco métricas de topo: (a) Intensidade de Gases de Efeito Estufa (IGEE), (b) Volume Vazado, (c) Dívida Bruta, (d) Delta EVA e (e) Taxa de Acidentados Registráveis - TAR. As métricas de topo planejadas para 2021 foram alcançadas.

A intensidade de gases de efeito estufa do E&P foi de 15,7 kgCO₂e/boe e a do Refino, 39,7 kgCO₂e/CWT, 4,4% e 16%, respectivamente abaixo das metas.

O Volume Vazado de Óleo e Derivados, o maior valor mensal observado foi de 11,62 m³, significativamente abaixo do limite de alerta de 120m³. A meta de dívida bruta para o final de 2021 (US\$ 67 bilhões) foi atingida já no segundo trimestre do ano (e a meta para 2022 – US\$ 60 bilhões – foi atingida no terceiro trimestre, uma antecipação de 15 meses). Já o Delta EVA realizado foi de aproximadamente US\$ 10 bilhões, superando a meta de US\$ 6,9 bilhão e a Taxa de Acidentados Registráveis fechou o ano em 0,54, abaixo do limite de alerta de 0,7.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro de 2021 mostra que cumprimos à risca os quatro pilares da estratégia financeira estabelecida para o PE 2021-2025: (a) reduzir a dívida, (b) mitigar os riscos pela gestão ativa dos passivos, (c) maximizar o retorno do acionista e (d) otimizar o capital de giro.

A dívida bruta alcançou US\$ 58,7 bilhões, 22,2% inferior a 31 de dezembro de 2021, principalmente em função dos nossa gestão ativa de passivos. Com a redução bem-sucedida da dívida bruta, a relação dívida líquida/EBITDA fechou o ano em 1,1x, em 31 de dezembro de 2021.

Tivemos resultados significativos na nossa gestão ativa de portfólio. Em 2021, concluímos a venda de 20 ativos onde se destacam as vendas da RLAM, BR Distribuidora e de 10% da NTS. Além disso, assinamos em 2021 a venda de 21 ativos, com destaque para a REMAN e a SIX. A entrada de caixa em 2021, referente a estas transações, incluindo o adiantamento recebido pelas assinaturas, foi de US\$ 4,9 bilhões.

O CAPEX previsto para 2021 era de US\$ 10 bilhões. A execução de 2021 foi de US\$ 8,8 bilhões, 12% abaixo do planejado para o ano, principalmente, devido à: (a) postergação para 2022 de atividades de apoio e paradas programadas relacionadas à P-70, (b) postergação para o 1º semestre de 2022 de atividades pré-operacionais e de interligação devido ao atraso do FPSO Guanabara e (c) otimização de gastos exploratórios.

Geração de Valor

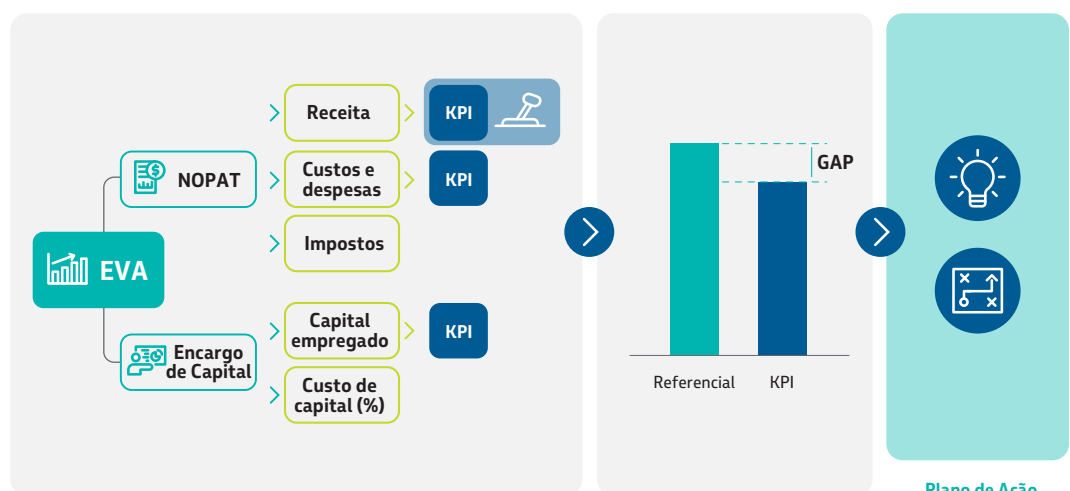
Sistema de Gestão com Base em Valor

Com o objetivo de garantir a execução e entrega do nosso Plano Estratégico e seu valor, implementamos em 2020 o Sistema de Gestão com Base em Valor, fundamentado na métrica EVA®. Esse modelo se apoia no fomento de uma cultura de geração de valor, garantindo empoderamento, flexibilidade com ferramentas e incentivos necessários para que, em toda a companhia, sejam tomadas decisões que agreguem o maior valor para a Petrobras.

Entendemos que a geração de valor é um pilar fundamental para a sustentabilidade dos negócios, criando um círculo virtuoso de transmissão e multiplicação do valor gerado para todos os *stakeholders* e possibilitando crescimento rentável da organização através de investimentos para a companhia e para a sociedade.

Em 2021, desdobramos o EVA® através da companhia e promovemos o desenvolvimento de planos de ação focados na geração de valor. Para guiar nossas ações, decompomos o EVA® em suas parcelas através de uma árvore de valor, em cujos ramos são associados indicadores acionáveis para melhorar o desempenho (KPIs, do inglês *key performance indicators*). Analisando e comparando esses KPIs a referenciais internos e externos, podemos identificar lacunas de desempenho (*gaps*) ou oportunidades de melhoria e propor planos de ação para melhorar o desempenho e, portanto, gerar mais valor.

MODELO ANALÍTICO DE DESEMPENHO



A implementação do EVA® e do novo Sistema de Gestão com Base em Valor está promovendo uma importante transformação cultural na companhia, garantindo que a geração de valor seja o principal direcionador da tomada de decisão, sempre mantendo os mais elevados padrões de segurança e conformidade. Em reuniões prospectivas, os gestores de toda a companhia podem avaliar o desempenho dos KPIs, discutir *gaps* de valor, incentivar o desenvolvimento de planos de ação e monitorá-los, reforçando nossa cultura de geração de valor.

Com este novo modelo de gestão, estamos promovendo o desenvolvimento de iniciativas e programas de otimização que contribuem para melhorar nosso desempenho, aumentar nossa competitividade e gerar mais valor, através da integração das equipes, aumento de sinergia entre as áreas, redução de impacto ambiental e implantação de transformação digital e inovação.

A seguir comentamos alguns exemplos da transformação proporcionada por este novo modelo de gestão, tais como iniciativas e planos de ação que estão contribuindo para a nossa geração de valor.

Exploração e Produção (E&P)

Redução de custos logísticos nas atividades operacionais da FPU (Floating Production Unit): Visando a redução de custos de extração, um dos grandes direcionadores de valor e competitividade na indústria de óleo e gás, foi realizado em 2021 um estudo onde concluiu-se que, parte dos nossos campos de petróleo, o diesel usado para comissionamento do poço pode ser substituído pelo próprio óleo produzido e processado no FPSO.

Otimização da produção de óleo: Tendo em vista que o gerenciamento dos reservatórios é um dos principais direcionadores da geração de valor no E&P, as equipes de reservatórios e operações da Bacia de Santos tomaram conjuntamente uma importante decisão voltada à geração de valor em uma de suas unidades de produção: fechar temporariamente um dos poços injetores, causando uma queda na produção de óleo e na RGO (Razão Gás/Óleo)



dos poços produtores em 2021. O resultado desta medida foi uma menor produção no curto prazo, mas com uma maior produção média naquela unidade em 2021.

- Aumento nas reservas:** Em 2021, aumentamos nosso fator de recuperação através da aprovação de projetos complementares nas Bacias de Campos e do Espírito Santo, da adoção de Planos de Desenvolvimento Integrados, que reduzem o tempo de aprovação e otimizam os custos dos projetos, com implementação de tecnologias de recuperação secundárias e terciárias, como o projeto WAG (*water alternating gas* - injeção alternada de água e gás) no campo de Tupi, aumentando o valor total do reservatório.
- Redução de custos de manutenção de poços:** A adoção de novo programa de análise quantitativa de riscos, o *WellRisk*, focado na análise de dados de construção e operação dos poços, possibilitou a redução de custos de manutenção e otimização de recursos críticos alocados nessas atividades.
- Otimização de custos em projetos de desenvolvimento de E&P:** Otimização substancial de custos em projetos de Desenvolvimento da Produção, através da implantação de programas estratégicos focados na otimização da construção de poços, que viabilizam a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, configurações inovadoras, otimizações de campanha e atividades integradas de cadeia de suprimentos. Como exemplo, em 2021, a duração média de construção de poços (perfuração e completação) em Búzios foi de 99 dias. Essa duração, associada a uma redução nas tarifas, viabilizou uma redução de 32% no custo médio de construção de poços, comparado aos resultados obtidos em 2018.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC)

- Novo modelo de comercialização de coque:** Como exemplo da busca por maiores margens, um dos direcionadores da geração de valor do segmento de RTC, assinamos nove novos contratos para a venda direta de coque para as indústrias do país em 2021, capturando melhores margens.
- Maiores margens na venda de óleo combustível:** A partir da integração dos times de P&D, logística e comercialização, com o objetivo comum de gerar valor, foi identificada a oportunidade de vender correntes de óleos leves como componentes de óleo combustível de baixo teor de enxofre, capturando as margens internacionais crescentes para este produto em decorrência da regulação da IMO 2020 (*International Maritime Organization*), como alternativa às menores margens na exportação de óleo. Em 2021, cinco cargas de petróleo Jubarte (1 MM de barris) e Albacora Leste (0,15 MM de barris) foram vendidas como componentes de óleo combustível.
- Melhorias em processos operacionais e eficiência energética:** Em 2021, seis refinarias passaram a utilizar o novo sistema *Smart Tocha*, que usa inteligência artificial e automação para controlar a qualidade do gás queimado nas tochas, reduzindo o consumo de vapor, diminuindo os custos de refino e minimizando a emissão de gases de efeito estufa. A implantação deste sistema foi um dos componentes que auxiliaram na redução de 0,5gCO₂ no indicador de emissões de gases de efeito estufa do Refino (IGEE) para 39,7 gCO₂/CWT em 2021.
- Melhoria na eficiência energética e rentabilidade do RTC:** Em decorrência de um minucioso estudo dos *gaps* em KPIs de eficiência, foi lançado em maio de 2021 o programa ReFTOP – Refino de Classe Mundial – com o objetivo de nos posicionar entre as melhores companhias refinadoras de petróleo do mundo em eficiência energética e desempenho operacional.
- Aproveitamento de frete retorno na importação de derivados claros:** A fim de otimizar custos logísticos na exportação/importação de derivados, tivemos um aproveitamento do “frete retorno” em mais de 80% dos navios destinados à exportação para a Ásia e Atlântico, com destaque para a implantação do processo de limpeza dos navios de escuros com diesel, que viabilizou retornar os navios com derivados claros importados, aumentando dessa forma a economicidade das nossas vendas domésticas de gasolina e diesel.
- Maximização de Valor de Derivados:** A otimização das Unidades de Refino visando maximizar a geração de valor em seus processos, aliada a gestão integrada com a área de Logística e Comercialização, permitiu aumentar a produção de derivados de maior valor agregado. Na REGAP, por exemplo, foram implantados projetos para controle de vazão de nafta e de adaptação de bandejas da fracionadora da unidade de coque, ambos maximizando a produção de Diesel S10 em detrimento de derivados menos nobres.

Gás e Energia (G&E)

- Aumento no potencial de suprimento de gás natural:** Visando gerar maior valor, identificamos uma oportunidade de baixo custo de implementação, que levou à expansão da capacidade de regaseificação do Terminal da Bahia de Guanabara de 20 MMm³/d para 30 MMm³/d, medida fundamental para atender os compromissos de entrega de gás dadas as condições hidrológicas ao longo de 2021.
- Captura de oportunidades no novo mercado de gás:** Estamos comprometidos com o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás no país, buscando adicionar valor ao segmento de G&E. Nesse contexto, em 2021, assinamos diversos contratos que permitem o acesso não discriminatório de terceiros ao processamento na capacidade ociosa das nossas unidades de tratamento de gás natural.

Corporativo

- Otimização do portfólio de propriedades e terrenos:** A gestão ativa do nosso portfólio de imóveis e terrenos permitiu a alienação de imóveis inativos em 2021, capturando valor com a receita das vendas e evitando custos de manutenção e de outras naturezas.
- Otimização da alocação do caixa disponível:** Após uma análise dos referenciais de aplicações financeiras de caixa de outras empresas, revisamos nossa estratégia em 2021, permitindo decisões que aumentaram o retorno dos investimentos, mantendo um nível de risco semelhante.

Retorno aos acionistas e sociedade

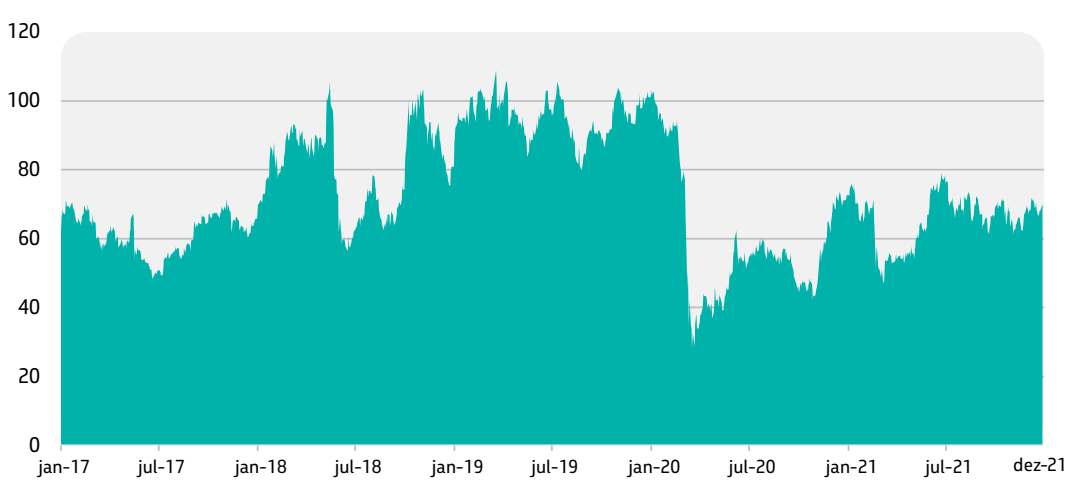
Estamos evoluindo na direção de uma nova Petrobras, mais sustentável, competitiva, que atua com segurança e ética, gerando mais valor para seus acionistas e para a sociedade.

Acionistas

Desempenho das nossas ações

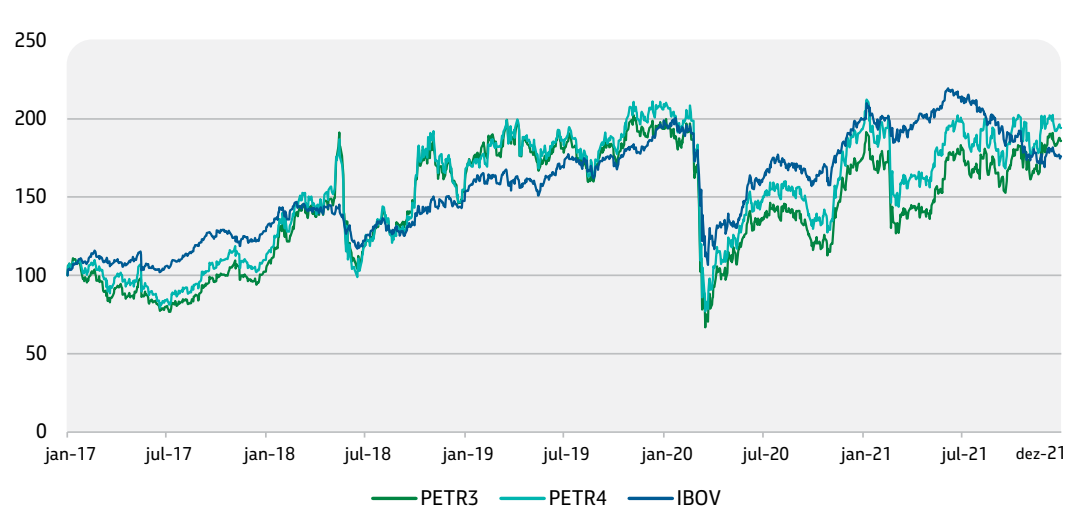
Em 2021, o desempenho das nossas ações foi relativamente estável apesar do aumento do preço do *Brent* e da melhora na nossa performance operacional e financeira. Nosso valor de mercado passou de US\$ 72,8 bilhões em dezembro de 2020 para US\$ 69,4 bilhões no final de 2021. No dia 22 de fevereiro de 2022 nosso valor de mercado era de US\$ 90,5 bilhões.

VALOR DE MERCADO – PETROBRAS (US\$ BILHÕES)



Em 2021, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram valorização de 6,4% e 0,4%, respectivamente, e acumularam alta de 81,2% e 91,3% nos últimos cinco anos, enquanto o índice Ibovespa valorizou 74% nesse mesmo período. O retorno total dos acionistas⁴ de nossas ações ordinárias e preferenciais foi de 29,3% e 22,6%, respectivamente, em 2021, e de 128,5% e 151,8% nos últimos cinco anos. Em 2022, até o dia 22 de fevereiro, nossas ações ordinárias e preferenciais apresentaram, respectivamente, valorização de 18,14% e 18,59%, respectivamente.

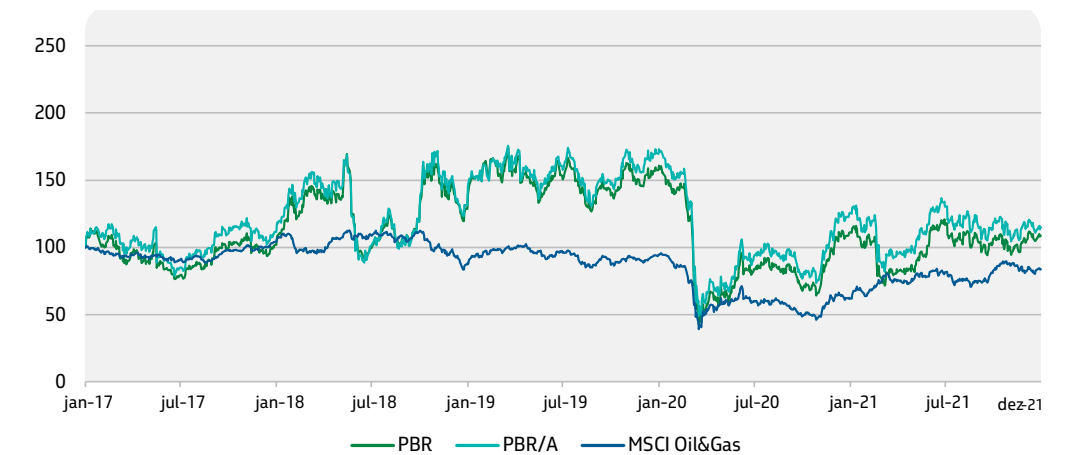
PETR3 X PETR4 X IBOV JAN 2017 = BASE 100



No que se refere às nossas ações negociadas na Bolsa de Nova Iorque, *American Depositary Shares* – ADRs, nossas ações ordinárias (PBR) e preferenciais (PBR/A) apresentaram, respectivamente, queda de 2% e 8,6% em 2021, enquanto o índice MSCI Oil & Gas, que reflete a performance das maiores empresas do segmento de óleo e gás no mundo, se valorizou em 35,8% nesse mesmo período. As ADRs ordinárias e preferenciais tiveram valorização de 8,6% e 14,8% nos últimos cinco anos. O retorno total dos acionistas⁵ de nossas ADRs ordinárias e preferenciais foi de 18,8% e 11,7%, respectivamente, em 2021, e de 36,9% e 50,4% nos últimos cinco anos. Em 2022, até o dia 22 de fevereiro, as ADRs ordinárias e preferenciais tiveram valorização de 30,42% e 31,26% respectivamente.

4 Fonte: Bloomberg. Considera dividendos reinvestidos.
5 Fonte: Bloomberg. Considera dividendos reinvestidos.

PBR X PBR/A X MSCI OIL & GAS JAN 2017 = BASE 100



Remuneração aos acionistas

Nossa Política de Remuneração aos Acionistas tem como princípios, dentre outros, estabelecer as regras e procedimentos relativos à distribuição de proventos por meio de Dividendos e/ou Juros sobre Capital Próprio (JCP), de maneira transparente e de acordo com as normas legais, estatutárias e demais regulamentos internos, buscando garantir a perenidade e a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos e promover a previsibilidade do fluxo de pagamentos de proventos aos acionistas.

Em 2021, a Política foi aprimorada, com parâmetros objetivos para o pagamento de proventos, dando aos investidores maior previsibilidade em relação à sua remuneração, considerando nosso nível de endividamento e fluxo de caixa em razão da antecipação do alcance da meta de endividamento bruto de US\$ 60 bilhões, atingida no 3T21.

Estabelecemos nosso nível de endividamento bruto ótimo de US\$ 60 bilhões, incluindo os compromissos relacionados a arrendamentos mercantis, e, para fins da Política de Remuneração aos Acionistas, adotamos parâmetro mais flexível, aplicando o endividamento bruto de US\$ 65 bilhões como critério para definição da forma de apuração da remuneração a ser distribuída.

A política estabelece ainda que a distribuição de remuneração deverá ser feita trimestralmente. Adicionalmente foram definidos os parâmetros de distribuição de proventos estabelecendo uma remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US\$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento. No caso de dívida bruta igual ou inferior a US\$ 65 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado, será distribuído aos acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos apurado a partir da fórmula:

$$\text{Remuneração} = 60\% \times (\text{Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais} - \text{Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis})$$

A política está em consonância com o compromisso de preservação da sustentabilidade financeira da companhia e da distribuição da geração de valor para os nossos acionistas e para a sociedade.

Como previsto na política, a decisão de distribuição de dividendos e/ou demais proventos do exercício social de 2021, levou em consideração diversos fatores e variáveis, tais como os nossos resultados, condição financeira, necessidades de caixa, perspectivas futuras dos mercados de atuação atuais e potenciais, além das nossas oportunidades de investimento.

Em linha com objetivo de maximizar o retorno para nossos acionistas, a Petrobras aprovou, no exercício 2021, a antecipação de R\$ 36,2 bilhões de dividendos e juros sobre capital próprio para as ações ordinárias e R\$ 27,2 bilhões para as ações preferenciais, totalizando R\$ 63,4 bilhões, distribuídos da seguinte forma:

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio (JCP)				
Ações Ordinárias (PETR3)	Valor bruto por ação (R\$)	Data da posição acionária	Data do pagamento	Tipo
1ª Parcela	1,609911	16/08/2021	25/08/2021	Dividendo
2ª Parcela	1,055361	01/12/2021	15/12/2021	JCP
2ª Parcela	2,195126	01/12/2021	15/12/2021	Dividendo
Ações Preferenciais (PETR4)				
1ª Parcela	1,609911	16/08/2021	25/08/2021	Dividendo
2ª Parcela	1,055361	01/12/2021	15/12/2021	JCP
2ª Parcela	2,195126	01/12/2021	15/12/2021	Dividendo

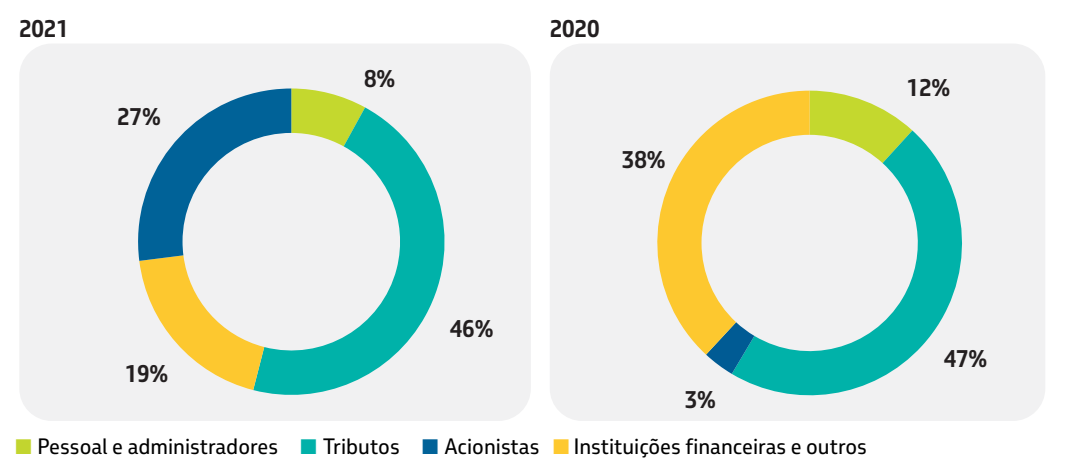
Além das antecipações acima mencionadas, está sendo encaminhada para a apreciação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2022 a proposta de pagamento de remuneração adicional aos nossos acionistas, em forma de dividendos, no montante de R\$ 37,3 bilhões, que, somados as antecipações acima mencionadas, totalizam R\$ 101,4 bilhões, sendo R\$ 57,85 bilhões para as ações ordinárias, e R\$ 43,55 bilhões para as ações preferenciais.

A Política de Remuneração aos Acionistas pode ser acessada pela internet em nosso site www.petrobras.com.br/ri

Sociedade

Em 2021, geramos R\$ 403 bilhões de valor para a sociedade. Nossa maior contribuição foi através de tributos (federais, estaduais, municipais e no exterior) no valor de R\$ 187 bilhões, seguido pela remuneração aos nossos acionistas (incluindo o resultado dos acionistas não controladores e os lucros retidos) no valor de R\$ 107 bilhões. A remuneração e os benefícios relativos a pessoal e administradores totalizaram R\$ 32 bilhões e instituições financeiras e fornecedores totalizaram R\$ 77 bilhões. O gráfico abaixo mostra a distribuição do valor gerado:

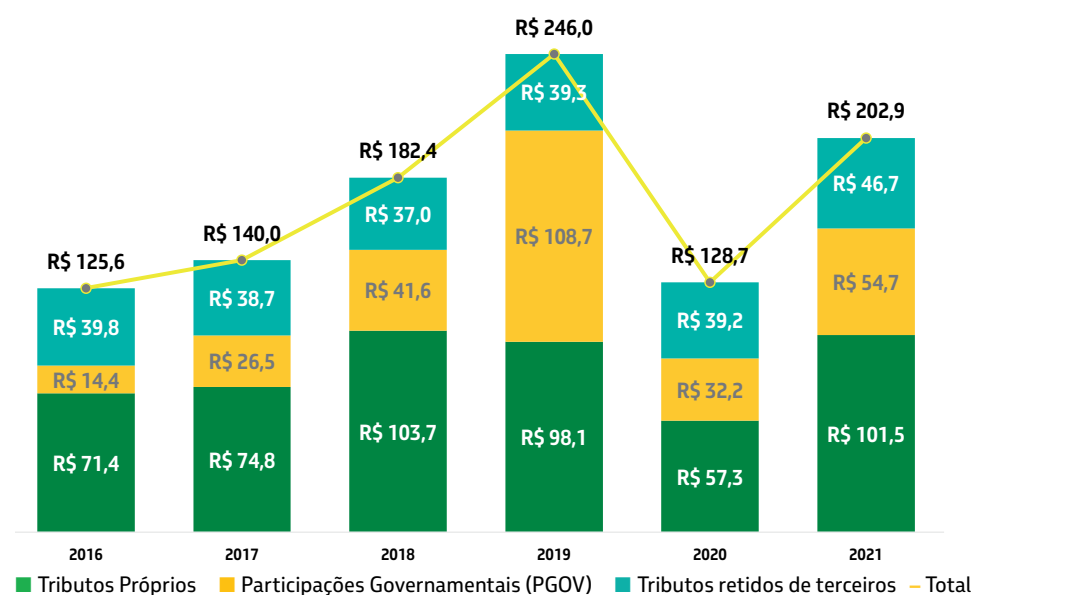
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR GERADO (%)



Em 2021, nosso Balanço Social apresenta os seguintes investimentos para a sociedade⁶:

- Doações⁷ – R\$ 101 Milhões
- Socioambiental – R\$ 88 Milhões
- Cultura – R\$ 36 Milhões
- Negócio, Ciência e Tecnologia – R\$ 12 Milhões
- Esportivo – R\$ 1 Milhão

HISTÓRICO DE COLHIMENTO DE TRIBUTOS E PARTICIPAÇÕES (R\$ BILHÕES)

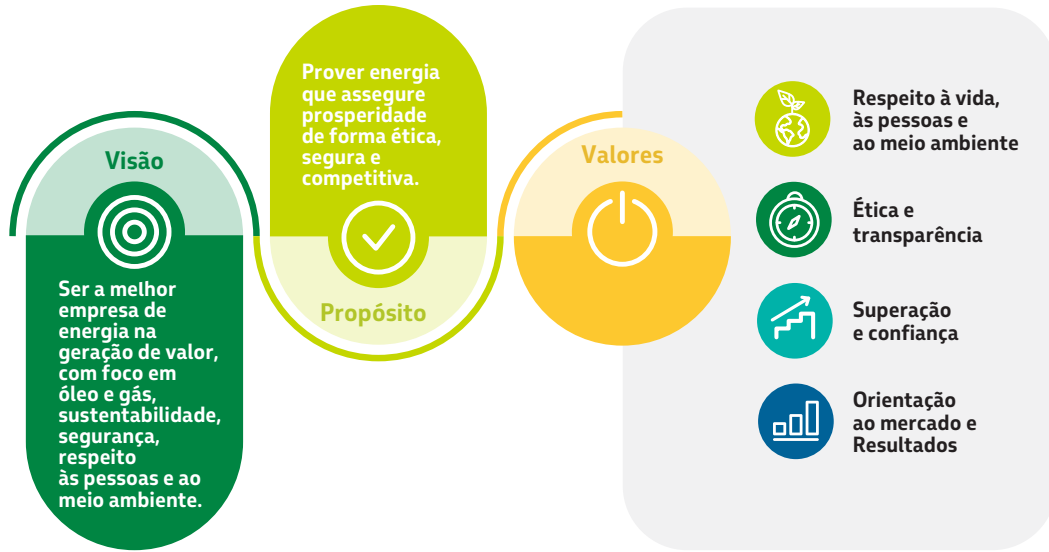


Obs: No ano de 2019 houve um pagamento não recorrente de Participações Governamentais, referente a Bônus de Assinatura, no montante de R\$ 68,6 bilhões, em razão do leilão do excedente de cessão onerosa em Búzios (R\$ 61,4 bilhões) e Itapu (R\$ 1,7 bilhão), além dos bônus da 6ª Rodada de Partilha de Produção e da 16ª Rodada de Concessão (R\$ 5,5 bilhões).

6 Maiores informações estão no Balanço Social dentro de Informação Complementar das Demonstrações Financeiras.
7 As doações foram realizadas em dinheiro, bens e serviços valorados. Destinaram-se ao combate à Covid-19, distribuição de vouchers para aquisição de gás de cozinha para famílias em vulnerabilidade social e doações de cestas básicas, entre outros.

Visão, propósito e valores

Apresentamos abaixo nossa Visão e Propósito, assim como nossos Valores, que foram reafirmados:



Nossas estratégias foram ajustadas, definindo o foco das ações por segmento de negócio, e estão detalhadas a seguir:

Exploração e Produção	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar o valor do portfólio, com foco em águas profundas e ultra profundas.
Refino, Transporte e Comercialização	<ul style="list-style-type: none"> Atuar com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor, agregando valor ao parque de refino com processos mais eficientes e novos produtos, em direção a um mercado de baixo carbono. Atuar de forma competitiva na comercialização de petróleo e derivados, maximizando a captura de valor através da integração e operação segura e eficiente da cadeia logística de upstream e downstream. Sair integralmente da participação nos negócios de fertilizantes e de biodiesel.
Gás e Energia	<ul style="list-style-type: none"> Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio, saindo integralmente da distribuição e do transporte de gás. Otimizar o portfólio termoeletrico com foco no autoconsumo e na comercialização do gás próprio.
ASG e Competitividade	<ul style="list-style-type: none"> Transformar digitalmente a Petrobras e desenvolver as competências críticas para uma cultura de alto desempenho, integridade e custos competitivos, criando soluções inovadoras para os novos desafios, com alto padrão de segurança da informação. Promover a responsabilidade social e ambiental associada ao negócio gerando impacto positivo na sociedade e no meio ambiente, fortalecendo a reputação da Petrobras. Utilizar o potencial inovador da Petrobras para gerar soluções em novas energias, descarbonização e novas linhas de negócio.

Nossas estratégias de negócio buscam fazer com que os nossos recursos sejam empregados no tempo e nos ativos certos para garantir maior retorno ao capital investido, de forma segura e sustentável.

Plano Estratégico 2022-2026

Nosso Plano Estratégico 2022-2026 ("PE 2022-2026" ou "Plano") visa ao investimento com responsabilidade buscando ser a melhor empresa de energia na geração de valor com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente.

O PE 2022-2026 propõe um conjunto de estratégias que incorporam e dão visibilidade a acontecimentos e questões relevantes para o nosso futuro, como, por exemplo:

- transparência e foco em sustentabilidade (ASG – Ambiental, Social e Governança), em especial em relação à descarbonização das operações;
- maximização do valor do portfólio, com foco em ativos de águas profundas e ultraprofundas;
- agregação de valor ao parque de refino, com processos mais eficientes e novos produtos; e
- fortalecimento da integração das atividades de comercialização e logística.

O Plano demonstra o nosso compromisso de ser uma companhia cada vez mais focada na geração de valor, transformando recursos em riqueza para a sociedade. Com a questão da dívida agora equacionada, continuaremos atuando com forte disciplina de capital, concentrando nossos investimentos no desenvolvimento do pré-sal, sempre focando na eficiência em carbono para continuar sendo uma das produtoras de óleo e gás mais eficientes do mundo, enquanto amadurecemos oportunidades em novos negócios.

O PE 2022-2026 apresenta ainda nossas quatro Métricas de Topo, que são elementos que traduzem e quantificam os atributos da nossa visão e fornecem uma orientação mais explícita sobre os nossos principais objetivos de curto prazo, como forma de garantir que as atividades estejam alinhadas com os principais compromissos estabelecidos no Plano. De maneira a garantir o alinhamento dos incentivos para o atingimento das metas, três dessas métricas impactarão diretamente a remuneração dos executivos e de todos os nossos empregados em 2022.

A vida é um valor inegociável para nós e, por isso, seguimos ambicionando zero fatalidade. O indicador TAR (taxa de acidentados registráveis por milhão de homens-hora) é uma das métricas de topo, mas não é utilizada para fins de remuneração variável dos empregados. Para 2022, o limite de alerta permanece abaixo de 0,7, o que reafirma nosso compromisso com a vida e nos mantém no melhor quartil da indústria.

O infográfico a seguir ilustra nossas métricas para 2022.



AMBIÇÃO: ZERO FATALIDADE E ZERO VAZAMENTO

1 IAGEE: Índice de atendimento às metas de gases de efeito estufa.
2 Caso a dívida bruta supere US\$ 65 bilhões, a nota da métrica de topo será contabilizada como zero.
3 Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora.

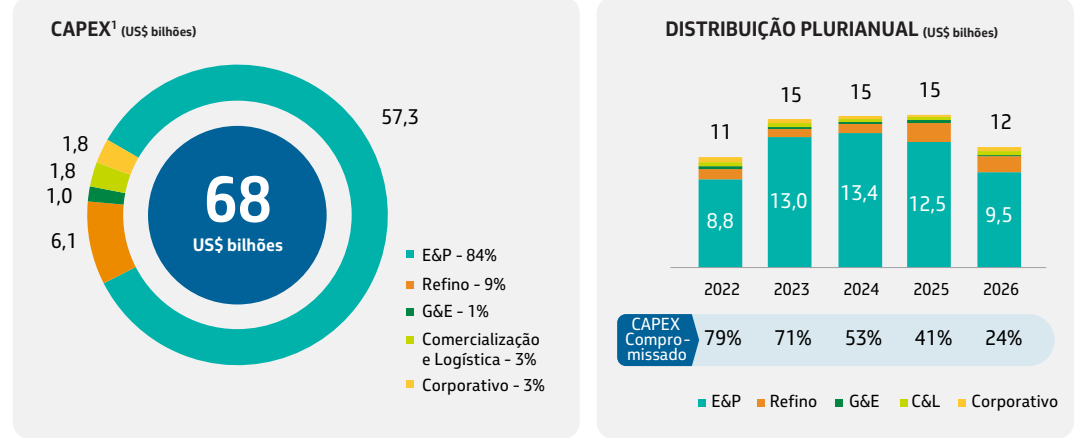
O Indicador de Atendimento às metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e o Indicador de Volume Vazado de Óleo e Derivados (VAZO) refletem o alinhamento aos compromissos de baixo carbono e sustentabilidade do PE 2022-2026. Mantivemos a ambição zero vazamento, no sentido de reafirmar nosso compromisso com o meio ambiente.

Como base fundamental da estratégia de gestão orientada à criação de valor no negócio, manteremos como métrica de topo para 2022 o indicador Delta EVA®, que representa uma medida de criação de valor econômico para os acionistas. Ao gerar valor, a empresa cresce de forma consistente e torna-se financeiramente sustentável.

Por fim, a métrica de dívida bruta presente no último plano estratégico foi excluída, devido ao atingimento antecipado da meta de US\$ 60 bilhões no 3T21. No entanto, visando manter os incentivos para uma boa gestão da alavancagem, será considerada como gatilho da métrica de topo Delta EVA® a manutenção da dívida bruta abaixo de US\$ 65 bilhões. Ou seja, caso esse valor seja excedido, a nota do Delta EVA® será contabilizada como zero.

Ampliamos a previsão de investimentos para os próximos anos, com extrema responsabilidade e diligência na alocação dos recursos. O CAPEX previsto para o período 2022-2026 é de US\$ 68 bilhões, o que representou um aumento de 24% com relação ao Plano Estratégico 2021-2025, dos quais 84% serão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P), 9% para o segmento de Refino, 1% para o segmento de Gás e Energia (G&E), 3% para Comercialização e Logística e 3% alocados para investimentos corporativos.

PLANO DE INVESTIMENTOS 2022-2026

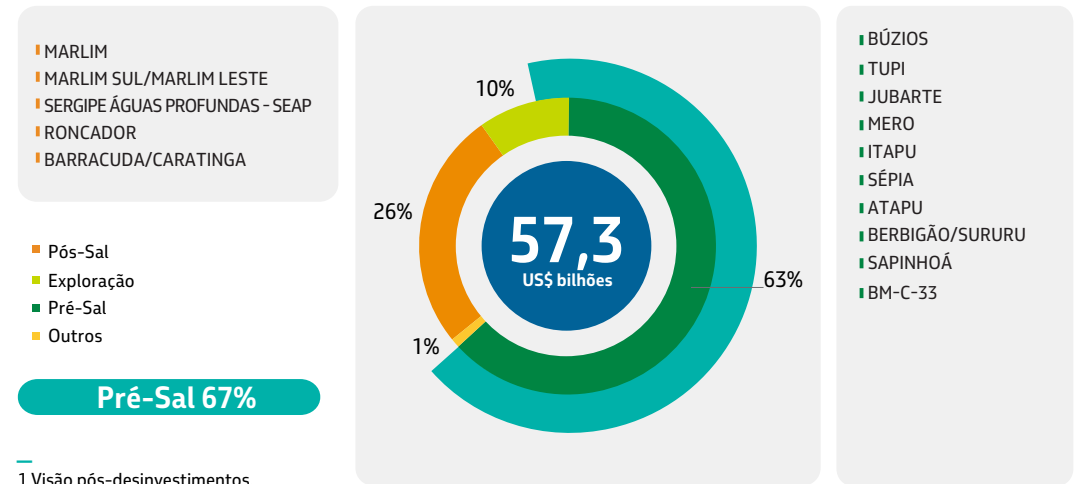


1 - 60% do CAPEX em Dólares.

Na distribuição plurianual do investimento, observa-se que no curto prazo (2022) 79% do CAPEX já está comprometido. Em contrapartida, no último ano do Plano (2026), cerca de 24% do investimento previsto está comprometido. Ou seja, no médio prazo há um maior nível de flexibilidade com relação aos compromissos assumidos.

Do CAPEX total do E&P (US\$ 57,3 bilhões), cerca de 67% serão destinados para os ativos do pré-sal. Essa alocação está aderente ao nosso foco estratégico, concentrando cada vez mais os nossos recursos em ativos em águas profundas e ultraprofundas, que têm demonstrado grande diferencial competitivo ao longo dos anos, produzindo óleo de melhor qualidade e com menores emissões de gases de efeito estufa.

PLANO DE INVESTIMENTOS EM E&P 2022-2026

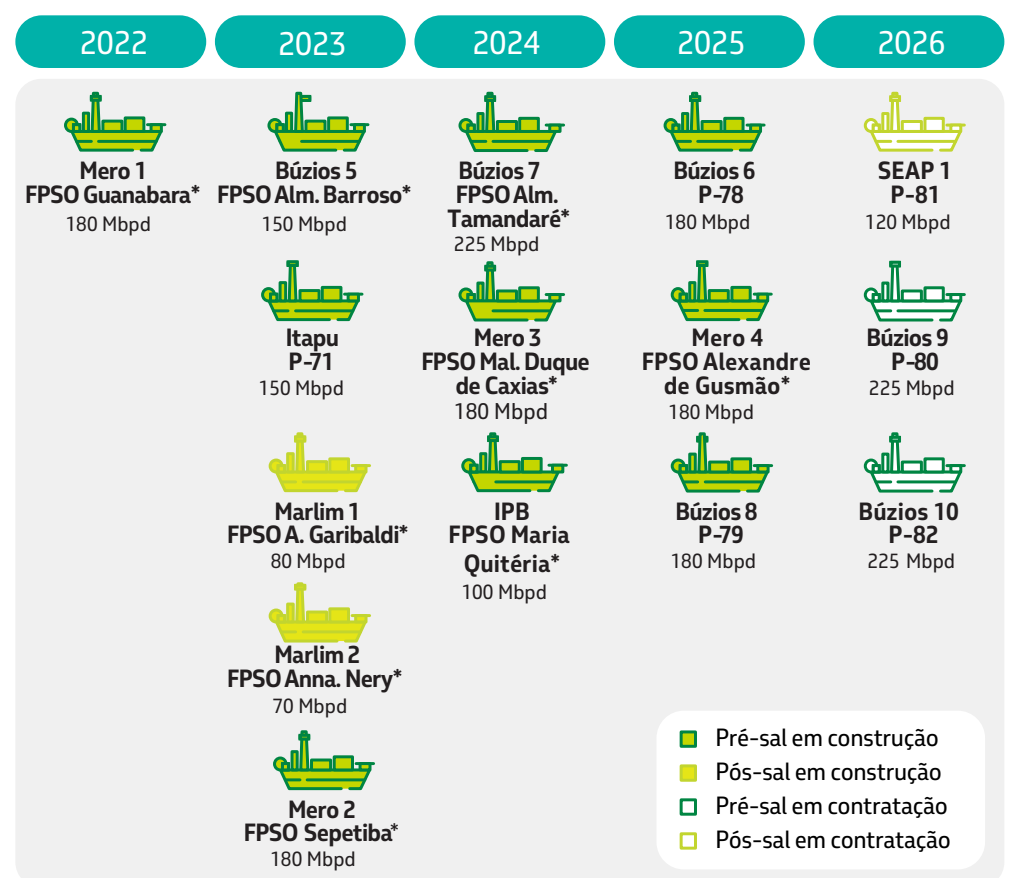


1 Visão pós-desinvestimentos.

A figura a seguir permite visualizar a previsão de entrada de quinze novos FPSOs em seis campos de produção até 2026, sendo doze no pré-sal e três no pós-sal. As unidades planejadas para entrar em operação até 2025 já estão contratadas. As três unidades previstas para o ano 2026 estão na fase de planejamento para contratação.

LIDERANÇA EM PROJETOS DE FPSO

15 NOVOS FPSOs EM 6 CAMPOS ENTRE 2022 E 2026

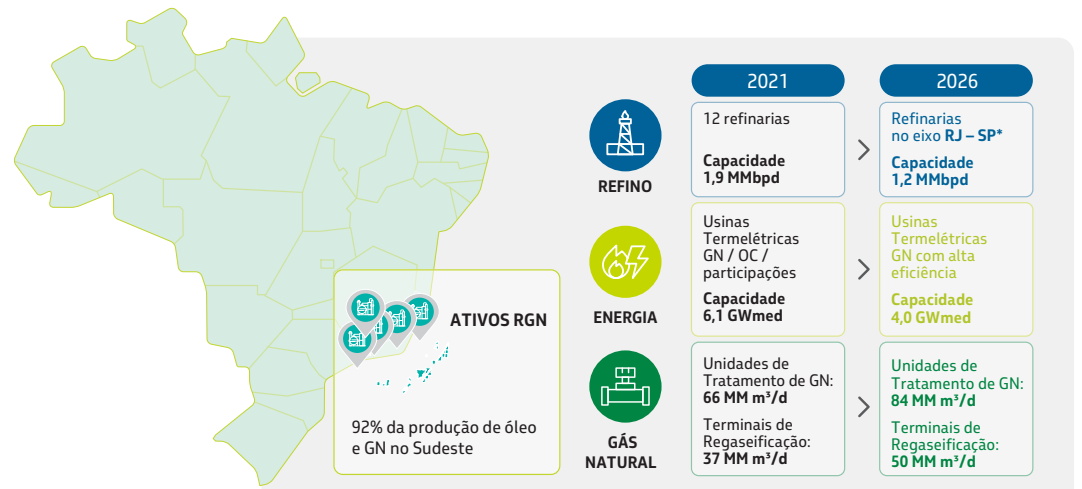


* Unidade afretada.

No segmento de Refino, nossa estratégia é focar em ativos próximos da oferta de óleo e gás e do maior mercado consumidor brasileiro, os quais apresentam uma maior sinergia e integração com as vantagens competitivas dos ativos do segmento de exploração e produção. Com isso, pretendemos vender parte das nossas unidades de refino atuais e aumentar o investimento para a atualização das refinarias restantes - aumentando a participação do diesel S-10, BioRefino, eficiência e redução de emissões.

Das doze refinarias, localizadas em várias regiões do país, e uma unidade de processamento de xisto no Paraná, manteremos as refinarias no eixo RJ - SP, com a capacidade de destilação passando de 1,9 milhão de barris por dia em 2021 para 1,2 milhão de barris por dia em 2026.

PORTFÓLIO DO REFINO: MENOR COM MAIS VALOR



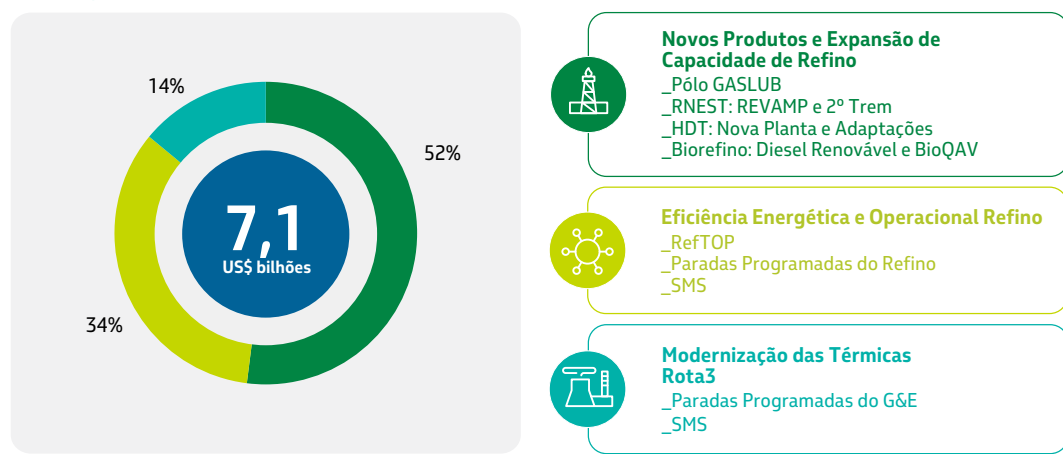
* Novo Processo de Desinvestimento: REFAP, REPAR e RNEST.
Obs: Em 30/11/2021 houve a conclusão do desinvestimento da RLAM.

Para os próximos cinco anos, prevemos um CAPEX de US\$ 7,1 bilhões nos segmentos de Refino, Gás e Energia, sendo US\$ 6,1 bilhões no segmento de Refino e US\$ 1 bilhão no segmento Gás e Energia. Os investimentos estão concentrados nos projetos destacados a seguir:



PLANO DE INVESTIMENTOS EM RGN 2022-2026

REFINO, GÁS E ENERGIA



1 - 60% do CAPEX em Dólares.

No segmento de Refino, destacamos o programa ReftOP com uma carteira de investimentos de US\$ 0,3 bilhão, que tem foco em nos posicionar entre os melhores refinadores do mundo em eficiência energética e otimizações quanto ao uso de gás natural, vapor e energia elétrica, trazendo por consequência uma otimização quanto às emissões de gases do efeito estufa.

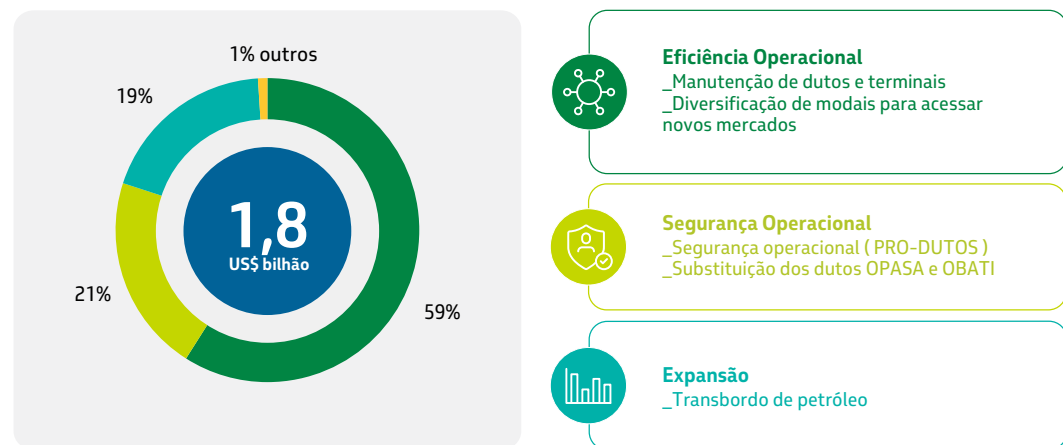
O PE 2022-2026 apresenta investimento de US\$ 2,6 bilhões para a expansão da capacidade de refino, para a conclusão do Trem 1 da RNEST e a construção do Trem 2. Para o parque do refino no Eixo RJ-SP, prevemos que, em 2026, 100% da produção estará orientada para diesel 5-10. Para isso, planejamos investir numa nova unidade de hidrotreatamento na REPLAN, bem como em adaptações na REDUC e REVP. Destacamos também a integração operacional da REDUC-GASLUB, que agregará produção adicional de diesel 5-10 e QAV, e uma nova unidade de óleo base para lubrificantes do denominado Grupo II.

Para os ativos de gás natural, a partida dos dois trens do GASLUB (10,5 milhões m³/dia cada) agregarão grande valor com o processamento do gás natural do pré-sal através da Rota 3.

No segmento Comercialização e Logística, destacamos o foco na melhoria da eficiência, segurança e disponibilidade logística. Os investimentos estão distribuídos conforme abaixo:

PLANO DE INVESTIMENTOS EM COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA 2022-2026

CAPEX C&L*



* Visão pós-desinvestimentos.

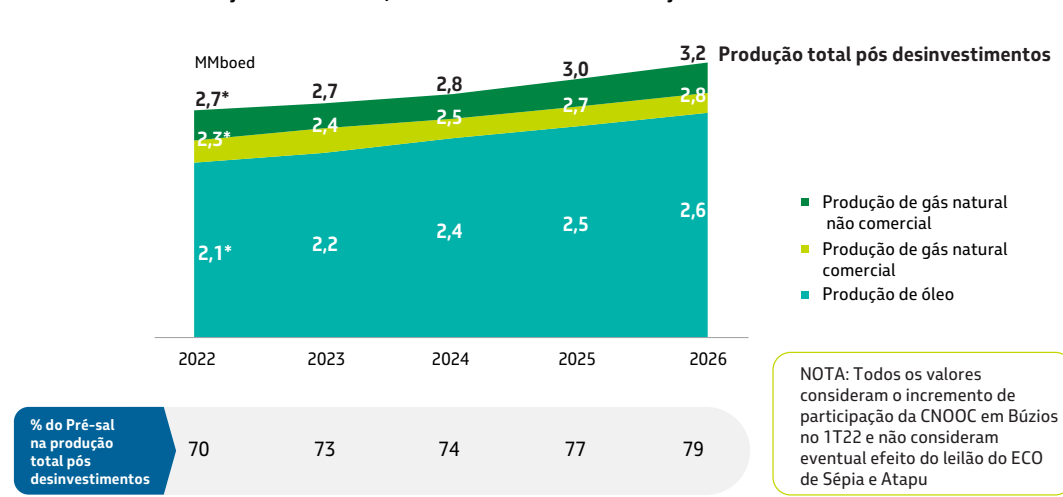
Produção de Óleo, LGN e Gás Natural

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2022-2026 indica uma trajetória de crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de quinze novos sistemas de produção, sendo 9 afretados e 6 próprios, todos alocados em projetos em águas profundas e ultraprofundas.

A produção de óleo para 2022 reflete uma redução de 0,1 MMboed, em relação ao ano de 2022 do PE 2021-2025, devido a efeitos da pandemia da Covid-19 e ao incremento de participação da China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) em Búzios. Consideramos uma variação de 4% para mais ou para menos na produção de 2022.

Apresentamos abaixo a curva de produção estimada no plano estratégico, divulgado em novembro de 2021.

FOCO EM MAXIMIZAÇÃO DE VALOR, COM MAIOR CONCENTRAÇÃO NO PRÉ-SAL



* Redução de 0,1 MMboed em relação ao ano de 2022 do PE 2021-2025, devido a efeitos Covid-19 e incremento de participação da CNOOC em Búzios.

Todavia, em 14 de janeiro de 2022, divulgamos Fato Relevante comunicando a revisão da meta de produção de óleo e gás para o ano de 2022, visando refletir o efeito do resultado da 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção. O início da partilha de produção dos FPSOs P-70 e Carioca, em operação nos campos de Atapu e Sépia, respectivamente, impactará a nossa meta de produção divulgada no PE 2022-26.

Dessa forma, para o ano de 2022, informamos uma redução no valor de 70 Mboed para a produção total de óleo e gás, e a alteração da faixa de 2,7 MMboed para 2,6 MMboed com variação de 4% para mais ou para menos. A produção de óleo e produção comercial tiveram um impacto de cerca de 60 Mboed, mas permaneceram com as mesmas faixas, respectivamente, 2,1 MMboed e 2,3 MMboed, com variação de 4% para mais ou para menos. Para o período de 2023 a 2026, o impacto médio estimado para a produção é uma redução de 0,1 MMboed.

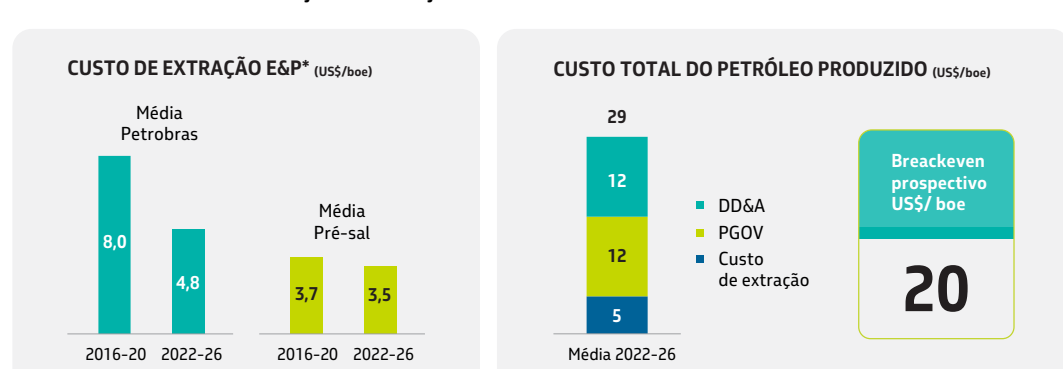
Custos Operacionais

O PE 2022-2026 contempla iniciativas de otimização e redução dos custos, com metas de redução de custo no horizonte do plano, como no caso do custo de extração apresentado na figura a seguir.

No caso, demonstra-se a competitividade com baixo custo, como elemento da nossa resiliência. Observando o nosso histórico, o custo de extração diminuiu de US\$ 8/boe, realizado na média 2016-2020, para US\$ 4,8/boe no horizonte 2022-2026, alavancado pelo excelente desempenho dos ativos do pré-sal.

Para o Custo Total do Petróleo Produzido (CTPP) projetamos US\$ 29/boe no horizonte 2022-2026, condicionado ao cenário de preços do Plano. Por fim, para demonstrar a nossa resiliência, exibe-se o breakeven prospectivo de US\$ 20/boe, ou seja, acima desse preço apresentaremos geração de caixa positiva.

BAIXOS CUSTOS DE EXTRAÇÃO REFORÇAM NOSSA COMPETITIVIDADE



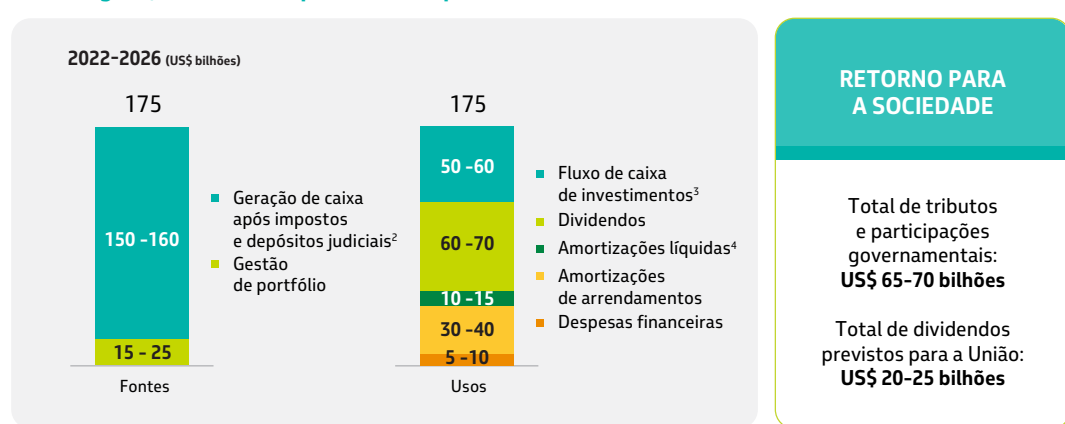
* Sem afretamento e participações governamentais.

Financiabilidade

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. Prevê-se que 58% da geração de caixa líquida retorna para a sociedade, através dos tributos, participações governamentais e dividendos. A geração de valor prevista se dará por uma alocação responsável dos investimentos e pela manutenção do nível de endividamento, com o seu alongamento e redução do custo da dívida.

PETROBRAS MAIS FORTE GERA MAIS VALOR PARA A SOCIEDADE

58%¹ da geração de caixa líquida retorna para a sociedade



1 Dividendos pagos à União mais tributos e participações governamentais divididos pela geração de caixa após impostos e depósitos judiciais.

2 Considera custos de descomissionamento de cerca de US\$ 1 bilhão/ano.

3 Exclui arrendamentos classificados no CAPEX total.

4 Considera captações de US\$ 5 bilhões.

NOTA: Considera US\$ 8 bilhões de caixa de referência.

Compromissos de baixo carbono, sustentabilidade e governança

Ao longo dos últimos anos, como consequência de ações sistêmicas, alcançamos a posição de especialista em produção de petróleo com baixo carbono, com destaque aos campos do Pré-Sal. Construímos uma carteira de projetos de mitigação de emissões de gases de efeito estufa que visa garantir o atendimento dos compromissos de sustentabilidade. Até o momento, já avançamos em uma série de ações de descarbonização em nossos processos, que envolvem redução da queima de gás natural em flare, reinjeção de CO₂ associado a EOR (Enhanced Oil Recovery – Recuperação Avançada de Petróleo), ganhos de eficiência energética e controle de perdas nas operações.

Nesse sentido, reforçamos nossos compromissos de sustentabilidade⁸:

- 1) Redução das emissões absolutas operacionais totais em 25% até 2030;
- 2) Zero queima de rotina em flare até 2030⁹;
- 3) Reinjeção de aproximadamente 40 milhões ton CO₂ até 2025 em projetos de captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS);
- 4) Redução de 32% na intensidade de carbono no segmento de E&P até 2025 (15 kgCO₂e/boe, mantidos até 2030);
- 5) Redução de 40% na intensidade de emissões do metano no segmento de E&P até 2025 (0,40 tCH₄/mil t HC);
- 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 processo até 2025;
- 9) 100% das nossas instalações com plano de ação em biodiversidade até 2025.
- 10) Investimentos em projetos socioambientais, programas em direitos humanos, relacionamento comunitário e solução de problemas sociais e ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse e clientes dos produtos Petrobras

Contribuímos com o desenvolvimento econômico, social e ambiental do país através das seguintes ações: (i) investindo recursos e tecnologias na produção de petróleo de baixo carbono no Brasil, gerando energia, divisas e riquezas relevantes para o financiamento de uma transição responsável; (ii) investindo na capacidade de ofertar gás e energia despachável para viabilizar a elevada participação de renováveis na matriz elétrica brasileira; (iii) investindo e prospectando novas possibilidades em produtos e negócios de menor intensidade de carbono; (iv) promovendo pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e soluções de baixo carbono e; (v) Investindo em projetos socioambientais para a recuperação e conservação de florestas.

Em 2021, anunciamos a ambição de atingir a neutralidade das emissões de carbono nas atividades sob nosso controle em prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris. Também manifestamos a intenção de influenciar nossos parceiros a atingir a mesma ambição em ativos nos quais não somos operadores.

Acreditamos que a competitividade das tecnologias de geração renovável, combustíveis líquidos menos intensos em carbono, processos menos intensivos em energia, armazenamento de energia, eficiência na mobilidade, inovação urbana, captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS), entre outros, serão essenciais para a criação de novos paradigmas energéticos baseados em baixo carbono, com geração de valor para a sociedade. Por isso, temos desenvolvido e avaliado tecnologias que contribuem para atingir as metas de descarbonização estabelecidas, reduzindo as emissões nos processos internos e agregando maior sustentabilidade aos nossos produtos.

Planejamos investir nos próximos cinco anos aproximadamente US\$ 2,8 bilhões relacionados aos nossos compromissos de baixo carbono e sustentabilidade, em iniciativas para redução e mitigação de emissões, incluindo investimentos em eficiência operacional, bioprodutos (diesel renovável, BioQAV) e pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Para apoiar nosso desafio de atingir a neutralidade das emissões, foi criado o Programa Carbono Neutro, que tem por objetivo fortalecer o nosso posicionamento em baixo carbono e acelerar e reduzir custos das soluções para descarbonização. Esse programa conta com um fundo dedicado de descarbonização, com orçamento inicial de US\$ 248 milhões para o quinquênio 2022-2026.

Com a execução deste Plano Estratégico, reafirmamos nosso compromisso de nos tornarmos uma companhia mais robusta financeiramente, com baixo endividamento e custo de capital, investindo com responsabilidade e buscando ser a melhor empresa de energia na geração de valor com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Essas iniciativas, associadas a uma expressiva geração de caixa líquida, nos permitirão retornar mais valor para a sociedade, através de tributos, participações governamentais e dividendos previstos para a União.

Gestão de Riscos

A gestão de riscos representa uma peça importante para o atingimento das metas estabelecidas no Plano Estratégico da empresa, pois busca identificar, medir e desdobrar ações de resposta aos riscos de forma a mitigar seus eventos e efeitos, aumentando a chance de sucesso na realização do planejamento.

Atualmente, levando em consideração a matriz de riscos corporativos da Petrobras e a estratégia da Companhia, são definidos aqueles riscos que devem ser reportados prioritariamente à Alta Administração, passando a ser conhecidos como “Riscos Estratégicos”. A seleção dos Riscos Estratégicos é realizada levando em consideração sua importância para a implementação do Plano Estratégico da empresa, sua abrangência, seu grau de severidade e/ou recursos demandados para seu tratamento.

Neste contexto, a gestão de riscos contribui para a manutenção da resiliência em um cenário de transição energética mundial e abertura do mercado doméstico. As análises de risco suportam as decisões mais relevantes da empresa, como ocorre no processo de gestão de portfólio (investimentos e desinvestimentos). Busca-se continuamente uma carteira de projetos e ativos que apresentem retornos acima do custo de oportunidade do capital mesmo em cenários adversos e promovendo desinvestimentos de ativos e operações de forma a maximizar o valor para o acionista. Aliado ao foco na geração de valor, são aplicados critérios para aprovação de projetos de investimentos que sejam rentáveis mesmo em um cenário de estresse, que considera o Brent a US\$ 35/bbl no longo prazo. Já na análise dos desinvestimentos, além da aderência estratégica, leva-se em conta, por exemplo, a confiança desejada na manutenção dos índices de alavancagem e, por conseguinte, no cumprimento dos compromissos da empresa, em consonância com seu apetite a risco.

Ambiental, Social e Governança

Programa Compromisso com a Vida

O Programa Compromisso com a Vida, cujo lançamento do primeiro ciclo ocorreu em outubro de 2016, é composto por projetos estruturantes definidos com base na análise crítica da gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), com referência nas melhores práticas de mercado, busca o atingimento das nossas ambições Zero Fatalidades e Zero Vazamentos, e o fortalecimento da nossa visão de ser referência em SMS na indústria, tendo como princípios:

- SMS como valor,
- Respeito à Vida,
- Gestão Baseada em Risco,
- Sustentabilidade nos Negócios
- Excelência e Transparência no Desempenho.

O quinto ciclo, iniciado e desenvolvido ao longo de 2021, teve destaque para ações como:

- Saúde 365: Cuidado integral com a Saúde 365 dias no ano, fortalecendo o engajamento e protagonismo dos colaboradores através de relacionamento constante e personalizado;

8 Compromissos em carbono em relação à base 2015. Demais compromissos com base em 2018.

9 Conforme iniciativa Zero Routine Flaring do Banco Mundial



- Gestão Dinâmica de Barreiras: Monitoramento da Integridade e Confiabilidade das Barreiras Preventivas e Mitigadoras de Segurança de Processo;
- SMS na Prestação de Serviços: Aprimoramento dos requisitos de SMS e unificação do processo de avaliação de SMS em contratos;
- Gestão da Água: Aprimoramento do processo de gestão de água produzida, tornando-o mais proativo e preventivo e redução da captação de água nas nossas operações;
- Mar Azul: Prevenção a perdas de contenção com impacto às pessoas e ao meio ambiente;
- Pró-Dutos: Mitigar os riscos relacionados a perda de contenção decorrente de derivações clandestinas, fortalecendo a continuidade operacional, reduzindo impacto a pessoas e ao meio ambiente.
- Transição para Baixo Carbono: Implementação do Programa de Descarbonização em Óleo & Gás, quantificação de carbono nos processos decisórios críticos e desenvolvimento de competências para oportunidades em baixo carbono.

EVOLUÇÃO DA TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS (TAR)



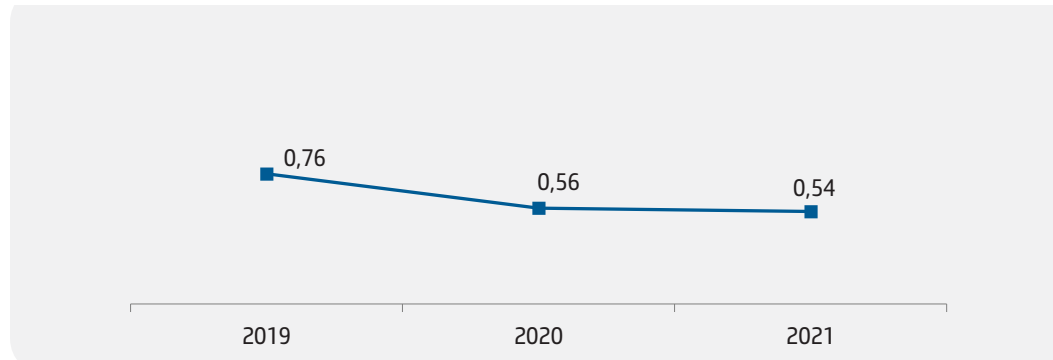
O respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente é um valor para a Petrobras.

Temos por meta operar dentro dos melhores padrões de segurança mundial. Uma de nossas métricas de topo é a Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora (TAR) abaixo de 0,7.

Em 2021, obtivemos uma TAR de 0,54, nosso melhor resultado histórico, 4% abaixo do realizado em 2020, quando tínhamos alcançado uma TAR de 0,56, abaixo do *benchmark* do *peer group*. O excelente resultado foi amparado nos programas para reforço da gestão de segurança e no **Programa Compromisso com a Vida**.

A redução da TAR é consequência direta da implantação das diversas iniciativas de promoção da nossa cultura de segurança que se refletem em nossa ambição de zero fatalidade, definida em nosso Plano Estratégico.

TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR - POR MILHÃO DE HOMENS-HORA



Mudanças climáticas

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas são sustentadas por três pilares¹⁰:

1	2	3
<p>Transparência</p>	<p>Resiliência da nossa posição em fósseis frente à transição para baixo carbono</p> <p><i>Nesse contexto:</i></p>	<p>Fortalecimento das nossas competências para criar valor em baixo carbono</p>
<p>É nossa prioridade garantir que os riscos e oportunidades em carbono sejam adequadamente captados em cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas, garantindo a sustentabilidade e resiliência de nosso negócio, o que requer a atenção à melhoria contínua dos processos decisórios. Adotamos a transparência em carbono e destacamos nosso suporte público ao TCFD – <i>Task Force for Climate Related Financial Disclosures</i> e a adoção de referências externas de <i>disclosure</i> e desempenho como SASB, IPIECA, GRI e IOGP.</p>	<p>É nossa prioridade operar com baixos custos e com desempenho superior em carbono, prosperando em cenários de baixo preço do petróleo, resguardando a competitividade de nossos óleos nos mercados mundiais em um cenário de desaceleração e posterior retração da demanda. No nosso entendimento, as empresas serão tão mais competitivas para o mercado de longo prazo quanto forem capazes de produzir com baixos custos e com menor emissão de gases de efeito estufa, prosperando em cenários de baixo preço de petróleo, de precificação de carbono e possíveis práticas de diferenciação do petróleo em função de sua intensidade de carbono na produção.</p>	<p>Neste pilar, nosso foco é no investimento em descarbonização de nossas operações, desenvolvimento de bioprodutos e competências para o futuro. Estamos avançando na análise de possíveis novos negócios que possam reduzir a exposição e a dependência das fontes fósseis e, ao mesmo tempo, sejam rentáveis, garantindo a sustentabilidade da companhia no longo prazo. Nesse sentido, foi criada uma governança de análise e aprovação para investimentos em novos negócios focados em diversificar nosso portfólio, priorizando negócios relacionados ao segmento de energia e de novos produtos que ainda não estão previstos no Plano Estratégico 2022-2026.</p>

No Plano Estratégico 2022-2026, adotamos novas premissas de preço de petróleo (*Brent*) para valoração de nossas oportunidades de negócio, considerando um intervalo de preço de petróleo variando da média de US\$ 72/bbl em 2022 e atingindo US\$ 55/bbl no longo prazo. Todos os nossos projetos precisam ter viabilidade econômica no cenário de resiliência, com menor preço de petróleo, US\$ 35/bbl, compatível com cenários de transição energética acelerada. Reafirmamos nossos compromissos de carbono para o horizonte 2025 e 2030 em nosso Plano Estratégico 2022-2026. Nossa meta de redução das 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)¹⁰ e é uma contribuição material, relevante e de curto prazo para o enfrentamento à mudança do clima.

As métricas vinculadas à intensidade de carbono em nossas operações de E&P e Refino são métricas de topo e, assim, influenciam a remuneração variável de toda a nossa força de trabalho.

Adicionalmente aos nossos compromissos de curto e médio prazo, nossa ambição de longo prazo é neutralizar as emissões nas atividades sob nosso controle (Escopos 1 e 2), e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados, em prazo compatível com o Acordo de Paris.

Em 2021, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- Emissões totais de GEE de 62 milhões tCO₂e, compatível com nossa meta de redução em 25% até 2030, em comparação com 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 15,7 kgCO₂e / boe, a caminho de atingir a meta de médio prazo de 15 kgCO₂e / boe em 2025¹¹ e mantidos até 2030;
- Intensidade de carbono no refino de 39,7 kgCO₂e / CWT, a caminho de atingir a meta de médio prazo de 36 kgCO₂e / CWT em 2025¹² e 30 kgCO₂e / CWT até 2030.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representam cobertura de 67% das emissões de atividades que operamos, considerando o ano de 2021.

Colaboramos com iniciativas para o desenvolvimento climático e continuamos fazendo parcerias com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação (ST&I). Destacamos, por exemplo, nossa participação na *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI) e nosso apoio à iniciativa *“Zero Routine Flaring by 2030”* do Banco Mundial, que é um dos nossos compromissos de sustentabilidade.

Atuação socioambiental

Em 2021, investimos R\$ 6,834 bilhões em iniciativas para aperfeiçoar o nosso desempenho em SMS, contribuindo para que as práticas operacionais de nossas unidades sejam seguras, eficientes e ambientalmente responsáveis e para atender à legislação específica.

Avaliamos, sistematicamente, nos projetos de investimento, os principais riscos nas dimensões segurança, meio ambiente e saúde. Os resultados dessas avaliações são acompanhados, periodicamente, pelo comitê de segurança, meio ambiente e saúde do Conselho de Administração, constituído por três conselheiros e dois membros externos especialistas.

A expansão da atividade econômica e o contínuo processo de urbanização trazem crescentes desafios para a segurança hídrica. Nesse contexto, consolidamos nossa gestão baseada na identificação e mitigação de riscos hídricos e na racionalização do uso da água. Buscamos a adoção de tecnologias pouco intensivas no uso da água, a minimização do seu uso nas operações e processos, o reuso, cujo incremento nos últimos 16 anos merece destaque, e a identificação de fontes alternativas de suprimento, sempre considerando a disponibilidade hídrica local e a viabilidade técnico-econômica das ações. Investimos continuamente em projetos de P&D relacionados ao gerenciamento de recursos hídricos e efluentes, constantemente em parcerias com universidades e institutos tecnológicos. Assim, visando garantir nosso acesso à água e contribuir para a disponibilidade hídrica nas regiões onde atuamos, estabelecemos, em nossa cesta de compromissos de sustentabilidade, a meta de reduzir nossa captação de água doce em 50% até 2030. Na mesma linha, comprometemo-nos a não aumentar a nossa geração de resíduos de processo, mesmo com a expansão de nossa curva de produção, o que exigirá a expansão das ações internas para prevenção de geração e da aderência aos princípios da Economia Circular de reuso, reciclagem e recuperação com geração de produtos, práticas que já vêm sendo ampliadas nos últimos anos.

10 Mais informações sobre mudanças climáticas podem ser encontradas no Caderno do Clima.
 11 O indicador kg CO₂e / boe considera em seu denominador a produção bruta de óleo e gás (*“wellhead”*).
 12 O indicador kg CO₂e / 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 companhias europeias de refino e distribuição de óleo e gás). O CWT (*Complexity Weighted Tonne*) de uma refinaria considera o potencial de emissão de gases de efeito estufa (GEE), em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de vários tamanhos e complexidades. A Petrobras acompanha o indicador kg CO₂e/CWT, conforme sua identidade original. Acompanhamos também um indicador adaptado: kg CO₂e/CWT, para possibilitar a inclusão das emissões dos demais gases de efeito estufa (por exemplo metano), os quais, no entanto, representam pequena parcela de nossas emissões de refino.

Reconhecendo os riscos associados com à biodiversidade e serviços ecossistêmicos, e os reflexos desses riscos na sociedade em geral e, em particular, no setor produtivo, passamos a considerar a gestão de riscos e impactos à biodiversidade na nossa agenda ambiental. Essa gestão é pautada por padrões, normas e sistemas de informação georreferenciada internos, pela adoção de boas práticas operacionais e de gestão e pelo desenvolvimento de estudos que contribuem para o conhecimento e proteção da biodiversidade. Nesse sentido, destacamos o Projeto SENSIMAR, conduzido pelo Centro de Pesquisas da Petrobras, que tem como objetivo ampliar o conhecimento sobre ambientes marinhos sensíveis nas áreas onde atuamos (Bacia de Campos, Bacia de Santos e Bacia do Espírito Santo). Com foco em corais de águas profundas e rodolitos, o projeto gera informações que subsidiam a avaliação de impactos ambientais sobre esses ecossistemas, propiciando a capacitação de recursos humanos e difusão do conhecimento, tendo sido desenvolvido no âmbito do licenciamento ambiental.

Com relação ao compromisso de termos 100% de nossas instalações com Planos de Ação em Biodiversidade (PABs) até 2025, já elaboramos PABs para 18 unidades e instalações situadas em ambientes terrestres e costeiros. A metodologia de construção e revisão dos PABs vem sendo aprimorada e, atualmente, contempla a avaliação da linha de base de biodiversidade da área de estudo e análise das ações em curso, a partir da qual poderão ser propostas ações complementares para endereçar eventuais lacunas identificadas quanto à gestão de riscos e impactos à biodiversidade nessas unidades e instalações.

Também foram elaborados Planos de Manejo de Fauna para 14 unidades e instalações, como subplanos associados aos PABs, de forma a implementar ações específicas de manejo de fauna, visando prevenir e mitigar os riscos e impactos à fauna, saúde humana e segurança operacional, considerando o bem-estar dos animais no cumprimento desses objetivos.

Reforçando a relevância que os temas biodiversidade e recursos hídricos representam, aderimos em 2021 aos Compromissos Empresariais Brasileiros para a Biodiversidade e para a Segurança Hídrica estabelecidos pelo Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), uma das principais vozes do setor empresarial para a promoção de soluções sustentáveis junto a governos e sociedade civil. A adesão está alinhada aos compromissos de sustentabilidade que assumimos em 2019, reforçados em nosso Plano Estratégico 2022-2026.

Nossos planos de resposta a vazamentos se estruturam em níveis local, regional e corporativo. O plano de contingência corporativo fornece a estrutura e as informações para disponibilização de recursos adicionais aos Planos de Resposta a Emergências das unidades, no Brasil e no exterior. Esses recursos adicionais estão distribuídos nos Centros de Defesa Ambiental (CDAs) e em bases avançadas, localizados em vários pontos do território nacional, além dos Centros de Resposta a Emergência da Transpetro.

Em 2021, além da ambição de ZERO fatalidades acrescentamos a nova ambição de ZERO vazamentos. Dentro do quinto ciclo do Programa Compromisso com a Vida, desenvolvemos o projeto Mar Azul, que se mostrou uma robusta iniciativa para evitar vazamentos offshore, o que nos permitiu alcançar um resultado histórico de 11,6 m³, mais de 90% inferior ao resultado de 2020.

No que pesem as ações preventivas e compromissos já assumidos, por sermos uma empresa de energia com foco em óleo e gás, ao realizarmos nossas atividades utilizamos recursos naturais e impactamos os ecossistemas. Os principais impactos, nos três últimos anos, foram os seguintes:

PRINCIPAIS IMPACTOS

	2021	2020	2019
Emissões (milhões ton CO ₂ e)	62 ¹³	56	59
Biodiversidade (Eventos com impacto confirmado ou provável à fauna, flora ou habitat)	6	6	17
Resíduos sólidos perigosos gerados nos processos industriais (mil ton)	109	124 ¹²	118
Efluentes ¹³ (milhões m ³)	251,3	277,5	271,6
Vazamentos ¹⁴ (m ³)	11,6	216,5	415,3

Por meio do **Programa Petrobras Socioambiental**, aplicamos recursos em diversos projetos socioambientais. As linhas de atuação do programa em 2021 foram Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Clima e Oceano. Nesse modelo, o propósito do investimento socioambiental é contribuir para as comunidades onde estamos inseridos e para a sustentabilidade do negócio, apoiando iniciativas socioambientais que gerem valor para a Petrobras e para a sociedade. Com intuito de potencializar os resultados e a gestão de indicadores, fomentamos a atuação em redes por parte das instituições.

Em 2021, investimos R\$ 88,2 milhões em projetos socioambientais. Estimamos que cerca de 68 mil pessoas tenham sido beneficiadas pelos projetos vigentes em 2021, por meio de atividades presenciais ou à distância, tais como: ações de educação complementar, educação ambiental, esporte educacional, formação de professores, capacitação para o trabalho, formação para o turismo sustentável em ambientes costeiros e marinhos e apoio técnico para a condução de ações que promovem recuperação de florestas e áreas naturais, dentre outras ações realizadas pelos projetos apoiados. Nas suas atividades, os projetos engajam crianças e adolescentes, mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos e comunidades tradicionais, promovendo ações de inclusão para esses públicos. Essas iniciativas também foram responsáveis pela proteção, monitoramento ou pesquisas envolvendo cerca de 220 espécies da fauna das quais, 56 estão ameaçadas de extinção.

Nesse período, foi possível contar com o apoio da nossa rede de projetos socioambientais em ações de distribuição de cestas básicas para as comunidades no entorno de nossas operações.

Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas de impacto, que contribuam para a solução de problemas sociais e/ou ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse, clientes dos produtos Petrobras. Assim, para aumentar nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, em 2021 realizamos R\$ 100,7 milhões em doações de recursos e materiais em resposta à pandemia da Covid-19 e distribuição de cestas com auxílio GLP para famílias em situação de vulnerabilidade social, que, somados ao investimento socioambiental, totalizam R\$ 188,9 milhões em benefícios sociais.

Em janeiro de 2021, foi constituída Comissão de Direitos Humanos da Petrobras, composta por 20 áreas, responsável por gerir a implementação da agenda de Direitos Humanos, estabelecida pelas Diretrizes de Direitos Humanos da Petrobras, com vista a garantir a integração dessa agenda de maneira ampla e transversal no nosso negócio.

Publicamos anualmente as informações socioambientais em nosso Relatório de Sustentabilidade, que pode ser acessado pela internet em nosso site www.petrobras.com.br/ri.

Ações em resposta à pandemia da Covid-19

Inicialmente, registra-se que atividades operacionais que asseguram o atendimento de bens e serviços de primeira necessidade nunca foram interrompidas, tendo sido desempenhadas pela Petrobras de forma contínua e de acordo com os mais rigorosos padrões de segurança e saúde, em total conformidade com as orientações dos órgãos de saúde competentes e alinhamento com o melhor conhecimento científico.

A eclosão da pandemia da Covid-19 e as medidas necessárias à contenção do vírus mantiveram 2021 como mais um ano atípico. 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, instauramos internamente uma Estrutura Organizacional de Resposta (EOR), baseada na ferramenta de gestão ICS (*Incident Command System*). Essa estrutura composta por profissionais internos passou a orientar, de maneira uniforme, todas as nossas ações para prevenir e combater o avanço da Covid-19 e mitigar suas consequências, em todas as frentes possíveis.

Agimos rapidamente e adotamos uma série de medidas para preservar a saúde de nossos colaboradores 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:

- ampla testagem, foram realizados cerca de 631.721 testes na nossa força de trabalho em 2021;
- monitoramento de saúde pré-embarque e pré-turno, reforço nas medidas de higienização, distanciamento e uso obrigatório de máscara nas unidades;
- ajuste do efetivo a bordo das plataformas, sondas e demais embarcações ao necessário para a operação segura de cada unidade;
- 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;
- ações de conscientização e orientação para os colaboradores sobre cuidados individuais;
- 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 em tempo real, quando indicado pela equipe de saúde.

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 quinze 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.

Cerca de 96,9% dos empregados da Petrobras se declararam completamente vacinados até dezembro de 2021.

Todo esse esforço tem garantido a continuidade das atividades operacionais que asseguram o atendimento de bens e serviços essenciais à sociedade, sempre preservando a segurança e saúde de todos os nossos colaboradores.

13 Entre 2015 e 2021, nossa emissão absoluta operacional caiu 21%. Em 2021, a emissão totalizou 61,8 milhões de tCO₂e, mais elevada do que o resultado dos três anos anteriores. Esse aumento é consequência direta do despacho termelétrico atípico dadas as condições hidrológicas ao longo de 2021.

14 Após o fechamento do número de 2020 para o Relatório de Administração anterior, foram recebidas informações extemporâneas de empresas prestadoras de serviços, o que demandou sua atualização. Essa atualização já constou no Relatório de Sustentabilidade Petrobras 2020.

15 Efluente industrial, água produzida e efluente sanitário (este último incluído a partir de 2020, em atendimento ao GRI 303: *Water and Effluents* 2018). Não considera a água produzida reinjetada nas formações para recuperação secundária nem os efluentes de sistemas abertos de refrigeração.

16 Some dos volumes de vazamentos de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril, que alcançaram corpos hídricos ou solo não impermeabilizado. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo Volume Vazado de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para reporte de incidentes relacionados a atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizadas.



As ações de enfrentamento à pandemia da Covid-19 ao longo de 2020 e 2021 envolveram doação de combustíveis às unidades federativas, para abastecimento de ambulâncias, veículos de transporte de equipes de saúde e geradores de hospitais, transporte de tanque criogênico de oxigênio para distribuição no Estado do Amazonas, cilindros de oxigênio abastecidos para unidades de saúde, micro usinas de oxigênio para unidades hospitalares, doação financeira para realização de compra de medicamentos para intubação em parceria com a empresa Vale e também Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e repasse ao Ministério da Saúde, distribuição de cestas básicas através de instituições parceiras nas áreas de abrangência de unidades de Refino e Gás Natural (RGN), bem como Exploração e Produção (E&P). Foram realizadas também doações financeiras para as instituições parceiras nas distribuições de cestas básicas e junto à Fundação Banco do Brasil (FBB), viabilizando iniciativas sociais, para implementação em 2021, voltadas para famílias em situação de vulnerabilidade social, para contribuir com o acesso a insumos essenciais, com foco no Gás Liquefeito de Petróleo (GLP).

Governança

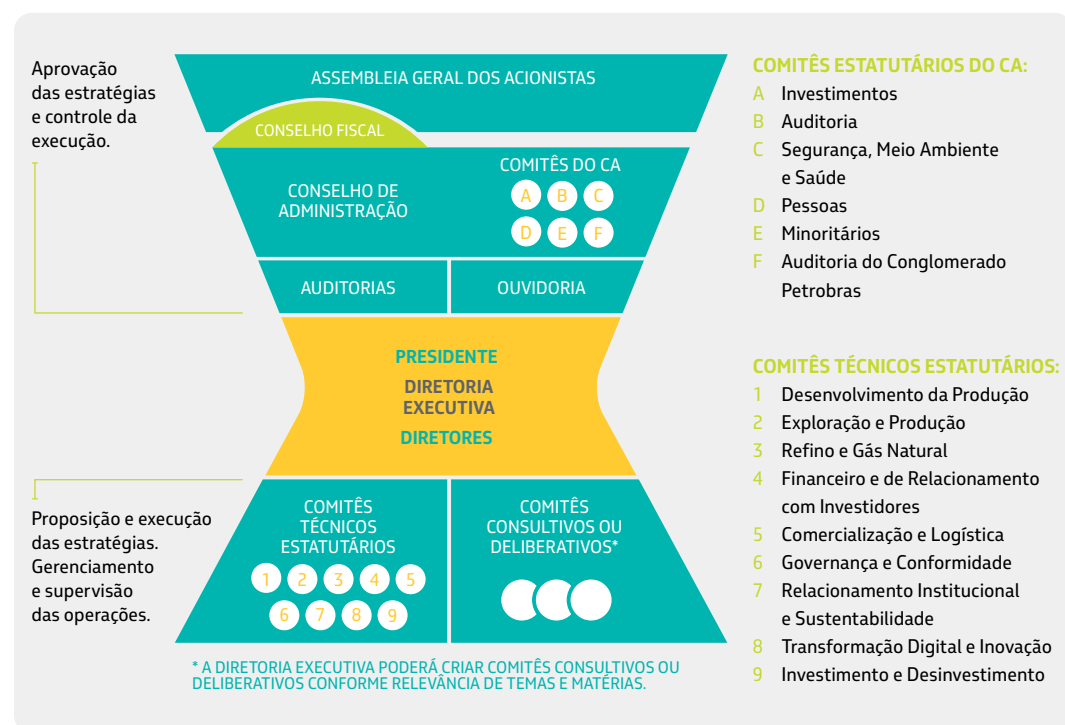
As boas práticas de governança corporativa e *compliance* constituem um pilar de sustentação para os nossos negócios. Assim, assumimos compromissos em nossa estratégia que se traduzem em assegurar um modelo de governança que permita o equilíbrio entre eficiência e controle; e atuar de forma íntegra e transparente, com tolerância zero à fraude e à corrupção.

Implementamos avanços significativos na governança corporativa e nos sistemas de integridade, *compliance* e controles internos da companhia. E adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e alinhamento às melhores práticas do mercado.

Neste sentido, realizamos constantemente melhorias em nossas práticas e em nossos principais instrumentos de governança, como o Estatuto Social; regimentos internos do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e dos comitês de assessoramento a estes órgãos; políticas e códigos, entre outros.

Nossa estrutura de governança corporativa é composta pela Assembleia Geral de Acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, Auditorias, Ouvidoria-Geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

ESTRUTURA DA GOVERNANÇA



Aspectos relevantes do modelo de governança

- Política de Indicação de conselheiros e diretores com exigências adicionais à legislação, em especial quanto aos requisitos de integridade.
- Parecer obrigatório do Comitê de Minoritários e do Comitê de Auditoria na avaliação de transações relevantes envolvendo a União, que estejam na competência do Conselho.
- Conselho de Administração composto por, no mínimo, 40% de membros independentes.
- Independência do Diretor Executivo de Governança e Conformidade: processo diferenciado de contratação (headhunter) e destituição (aprovação do Conselho de Administração com pelo menos 1 voto do minoritário); possibilidade de reporte direto ao Conselho de Administração; e análise de pautas submetidas à Diretoria Executiva, podendo determinar a não submissão dessas pautas por motivo de não conformidade.
- Caso direcionado pelo controlador a assumir obrigações para atender interesse público em condições diferentes das de mercado, o governo federal deverá compensar a Companhia pela diferença.
- Diretrizes de Governança Corporativa da Petrobras aprovadas pelo Conselho de Administração.

Ética e Integridade

Os princípios éticos guiam nossos negócios e nossas relações com terceiros. Nossas atividades seguem políticas, padrões e procedimentos claramente articulados que foram formalmente estabelecidos por nós. Essas políticas e procedimentos são comunicados a todos os funcionários e estão acessíveis a partir de qualquer dispositivo da empresa. Nossas principais políticas corporativas também são disponíveis em nosso website externo.

Temos continuamente fortalecido nosso Sistema de Integridade. Para isso, dispomos de um Código de Conduta Ética que fornece orientação sobre os compromissos e conduta que exigimos de nossos colaboradores. O Código de Conduta Ética aumenta o foco em nossos valores e compromissos, fornecendo ferramentas de autorreflexão para ajudar os funcionários a cumprir com nossos princípios éticos no desempenho de suas funções.

A fim de integrar e fortalecer nosso Sistema de Integridade, além de nosso Código de Conduta Ética, destacamos nossa Política de Compliance, nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (PPCC).

Para garantir um ambiente ético para nossos negócios, trabalhamos para promover uma cultura de integridade, a prevenção, detecção e correção de incidentes, incluindo fraude, corrupção, conflito de interesses e lavagem de dinheiro, a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de gerentes e contrapartes.

Oferecemos treinamento para todos os nossos funcionários, particularmente os funcionários que trabalham em atividades com maior exposição a riscos de conformidade, bem como os membros de nossa Diretoria e de nosso Conselho de Administração.

Em 2021, lançamos o Curso de Prevenção de Conflitos de Interesses com o objetivo de disseminar uma cultura de integridade. Em 30 de dezembro de 2021, este treinamento *e-learning* foi concluído por 37.985 funcionários ou 99,6% de todo o nosso pessoal. Através de exemplos práticos e casos reais, o treinamento ajuda a identificar e prevenir situações de conflitos de interesse de uma maneira clara e didática. Ele também ensina como devemos agir diariamente e como utilizar as ferramentas de consulta disponíveis. O treinamento foi disponibilizado e é obrigatório para todos os nossos funcionários, incluindo gerentes e alta administração.

Em 2021, também oferecemos sessões de treinamento para diretores e executivos, cobrindo principalmente os seguintes tópicos:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e nosso processo decisório;
- Conformidade, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Gerenciamento de riscos;
- Desempenho empresarial;
- Lei anticorrupção brasileira;
- Conformidade antitruste;
- Ambiental, Social e Governança; e
- Segurança da Informação.

Recursos Humanos

Encerramos o ano de 2021 com 45.532 empregados, uma redução de 7,2% em relação ao ano de 2020, sendo 7.692 mulheres (17%) e 37.840 homens (83%).

PERFIL DOS NOSSOS EMPREGADOS (PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS)

	2021	2020	2019
Empregados	45.532	49.050	57.983
Feminino	7.692	8.161	9.331
Petrobras	6.536	6.904	7.583
Subsidiárias Brasil	954	986	1.450
Subsidiárias Exterior	202	271	298
Masculino	37.840	40.889	48.652
Petrobras	32.167	34.581	38.833
Subsidiárias Brasil	5.254	5.803	9.241
Subsidiárias Exterior	419	505	578

DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS NOSSOS EMPREGADOS (PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS)

	2021	2020	2019
Distribuição Geográfica - Petrobras	38.703	41.485	46.416
Sudeste	32.572	34.047	36.077
Nordeste	3.840	4.910	7.400
Sul	1.514	1.627	1.853
Norte	642	764	929
Centro-oeste	135	137	157
Distribuição Geográfica - Subsidiárias no Brasil	6.208	6.789	10.691
Sudeste	4.901	5.216	5.697
Nordeste	744	856	2.328
Sul	302	322	1.616
Norte	188	318	758
Centro-oeste	73	77	292
Subsidiárias no Exterior	621	776	876
Total de empregados da Petrobras e suas subsidiárias	45.532	49.050	57.983

ESCOLARIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS (NÃO INCLUI SUBSIDIÁRIAS DA PETROBRAS)

	2021	2020	2019
Escolaridade			
Fundamental	241	98	547
Médio	13.688	14.878	17.387
Superior	16.798	17.688	19.255
Especialização, Mestrado e Doutorado	7.976	8.821	9.227
Total de empregados da Petrobras	38.703	41.485	46.416

INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (PETROBRAS E SUAS SUBSIDIÁRIAS)

	2021	2020	2019
Número de empregados(as) ao final do período	45.532	49.050	57.983
Número de admissões durante o período	248	206	946
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços ¹⁷	99.126	92.766	103.133
Número de estagiários(as)	161	149	530
Número de empregados(as) acima de 45 anos	16.787	18.437	24.842
Número de mulheres que trabalham na empresa ¹⁸	7.692	8.161	9.331
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres ¹⁸	19,3%	19,1%	18,4%
Número de negros(as) que trabalham na empresa ¹⁹	13.914	14.799	16.763
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) ¹⁹	21,3%	20,0%	19,3%
Número de empregados com deficiência ²⁰	404	278	337
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens ²¹	0,96	0,95	0,92
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado ²⁰	63,34	48,88	54,96
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira ²²	99,6%	99,98%	-
Treinamento em Políticas de Combate à Corrupção ²³	9	14	10

Ingressos e desligamentos

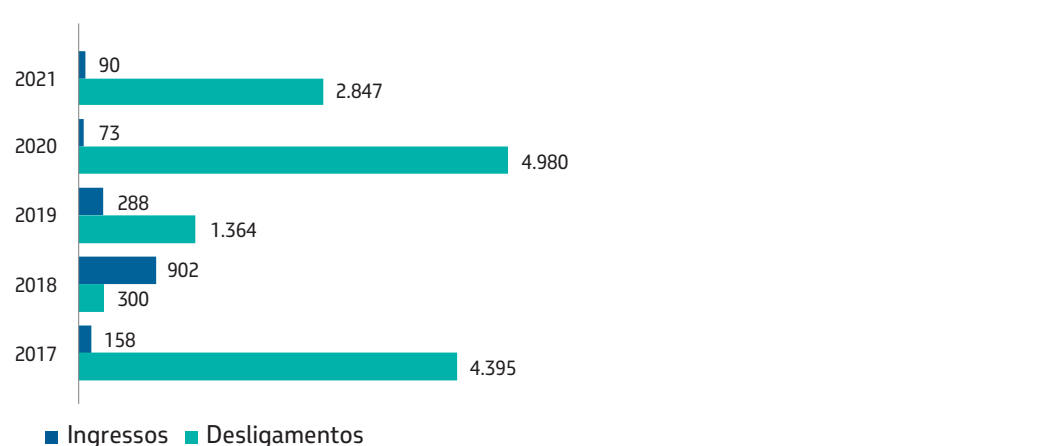
Um dos principais desafios atual e futuro para a nossa gestão de recursos humanos é o de assegurar a adequação contínua do seu quadro de pessoal ao portfólio de negócios.

Uma medida adotada para promover a oxigenação gradual de nosso efetivo, e em linha com nosso Plano Estratégico, foi a abertura de novo processo seletivo público para ingressos a partir de 2022, com 757 vagas de diversas ênfases de nível superior, que contou com a inscrição de 212 mil candidatos. Ainda, em 2021 foram admitidos um total de 90 empregados, a maioria (90%) participantes de processos seletivos públicos de anos anteriores.

Outra medida utilizada para adequar nosso efetivo são os Programas de Desligamento Voluntário (PDVs). No ano de 2021, 2.579 empregados deixaram a empresa através do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI) e dos três Programas de Desligamento Voluntário (PDV) diferenciados por público-alvo: (i) um voltado para empregados lotados no segmento corporativo, (ii) um específico para empregados abrangidos por projetos de desinvestimento, desmobilizações e/ou processos de redução de atividades, e (iii) outro para empregados aposentados.

No total, 2.847 empregados deixaram a empresa em 2021, sendo 2.702 por desligamento voluntário (inclui PDVs e outros).

ROTATIVIDADE DOS NOSSOS EMPREGADOS (NÃO INCLUI SUBSIDIÁRIAS DA PETROBRAS)



Treinamento

Com base na avaliação de desempenho e no nosso Plano Estratégico (PE), são identificadas as necessidades de treinamento. Anualmente, os treinamentos são negociados entre o gestor e cada empregado, visando atingir os resultados esperados para os negócios no período de avaliação. Até 31 de dezembro de 2021, foram realizadas 1 milhão de participações em cursos, sendo 658 mil de empregados, com média de 68,93 horas de treinamento por empregado nesse ano. Investimos 43,6 milhões de reais em treinamentos em 2021.

CENPES

Operamos um centro dedicado a pesquisas e desenvolvimento (Cenpes), que é um dos maiores do setor de energia, bem como um dos maiores do hemisfério sul. As instalações do Cenpes possuem uma área total de 308.000 m², contando com 116 laboratórios e mais de 4.700 equipamentos, incluindo equipamentos de tecnologias de ponta. Em 31 de dezembro de 2021, o Cenpes possuía 1.106 empregados, sendo 320 mestres e 246 doutores, além de uma equipe de 990 empregados dedicados exclusivamente à área de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Com a missão de “imaginar, criar e fazer hoje o futuro da Petrobras”, o Cenpes atua em parceria com universidades e instituições de pesquisa nacionais e estrangeiras, fornecedores, startups e outras operadoras e tem como objetivo desenvolver tecnologias para viabilizar o cumprimento do Plano Estratégico, além de antecipar tendências que possam criar opções estratégicas.

Em 2021, investimos R\$ 3.033 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, cerca de 25,2% do nosso portfólio de P&D faz uso intensivo de tecnologias digitais como big data, computação de alto desempenho e inteligência artificial.

Além disso, no período de três anos encerrado em 31 de dezembro de 2021, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento obtiveram a concessão de 327 patentes no Brasil e 83 no exterior. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atuação. Atualmente, temos 996 pedidos de patentes em análise, 420 no Brasil e 576 no exterior, em mais de 40 países.

Em 2021, registramos 118 patentes, superando nosso recorde histórico de 2005 e o recorde de depósitos em um único ano entre as instituições nacionais.

¹⁷ Empregados de empresas prestadoras de serviço que atuam nas instalações da Petrobras ou em áreas sob responsabilidade da Companhia.

¹⁸ Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia.

¹⁹ Número corresponde a empregados negros, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

²⁰ Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.

²¹ Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2021 de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função. Entretanto, um dos fatores que contribuem para a diferença na remuneração entre homens e mulheres é o regime de trabalho, tendo em vista que os regimes especiais de trabalho pagam adicionais e tem predominância masculina na indústria de óleo e gás. Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.

²² Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo.

²³ A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora.



Teletrabalho

Possuímos um modelo permanente (adesão voluntária) de teletrabalho por até três dias na semana. O retorno ao trabalho presencial, e a efetiva aplicação desse modelo, vem sendo implementado em ondas desde outubro de 2021, observando o contexto da pandemia.

Remuneração Variável

Programa Prêmio por Performance (PPP)

Praticamos, desde 2019, o Programa Prêmio por Performance (PPP), um modelo de remuneração variável voltado para todos os empregados. Vinculado ao nosso Plano Estratégico, o PPP tem como objetivos alinhar o interesse entre acionistas, executivos, ocupantes de funções gratificadas e empregados sem função gratificada, estimular o comportamento voltado para resultados, recompensar as pessoas pelos resultados alcançados, remunerar de forma diferenciada por entrega diferenciada (meritocracia) e contribuir para atração e retenção de talentos.

No exercício de 2020, o PPP foi ativado após cumprimento dos pré-requisitos mínimos estabelecidos:

- para os empregados, o Programa foi acionado a partir da obtenção de lucro líquido positivo no exercício, desconsiderando em sua apuração os impactos dos valores a título do *impairment* e da variação cambial contida no resultado financeiro líquido.
- para os membros da Diretoria Executiva, a ativação ocorreu em função da obtenção de lucro líquido positivo no exercício de 2020.

Para os membros da Diretoria Executiva (Presidente e Diretores), Gerentes Executivos e Gerentes Gerais, o pagamento do PPP ocorre de forma diferida ao longo de 5 anos, cujos valores são referenciados pela cotação de mercado das nossas ações sem, contudo, contemplar a outorga de ações. O pagamento é realizado da seguinte forma: 60% do valor do PPP pagos em uma parcela à vista e o saldo restante de 40% quitado em quatro parcelas diferidas anuais, cujo valor será simbolicamente convertido na quantidade de ações ordinárias (PETR3) correspondente, utilizando como valor-base a média ponderada dos últimos 60 pregões do exercício de referência do Programa. O Presidente, Diretor Executivo, Gerente Executivo e Gerente Geral podem exercer o direito de recebimento das parcelas diferidas após cumprimento dos prazos de carência estabelecidos, mediante solicitação. O valor de cada parcela a ser paga é equivalente à transformação das ações simbólicas em valor pecuniário pela cotação da média ponderada das nossas ações ordinárias dos últimos 20 pregões anteriores à data de solicitação.

Programa de Participação nos Lucros (PLR)

Temos um acordo coletivo vigente de Programa de Participação nos Lucros (PLR) para o período 2021-2022 para todos os empregados que não ocupam funções gratificadas (gerentes e especialistas).

Para que o pagamento do PLR ocorra, as seguintes condições devem ser atendidas:

- aprovação da distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária;
- cálculo do Resultado Líquido do ano de referência; e
- atingimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores de metas estabelecidos pelo Conselho de Administração no acordo de PLR.

Para os exercícios fiscais de 2019 e 2020 a PLR se aplicava somente aos empregados marítimos, uma vez que apenas seus sindicatos aceitaram a proposta, embora tenha sido oferecido a todos os sindicatos que representam nossos empregados.

Plano de Saúde

Em abril de 2021, conforme previsto no novo modelo de gestão aprovado em 2020, a carteira de beneficiários da Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) foi migrada para a Associação Petrobras de Saúde (APS), de forma a consolidar a transferência da gestão do plano de saúde para a nova operadora, com o propósito de ganho na qualidade da assistência de saúde. Em 2021, a APS encerrou o ano com 269.350 beneficiários distribuídos em todos os estados da federação.

Melhorias expressivas na gestão do plano de saúde foram implantadas, destacando:

- a implantação da análise por junta médica quando solicitados procedimentos com órteses, próteses e materiais especiais, responsável por uma economia de R\$ 53,8 milhões em 2021;
- o serviço de telemedicina que, com melhoria das ferramentas de comunicação, se consolidou em 2021 e passou a ser uma alternativa de busca pelo diagnóstico usada pelos beneficiários do Plano Saúde Petrobras, pois diminuiu a exposição dos beneficiários à contaminação da Covid-19 e demais doenças em circulação. Em 2021, tivemos 36.237 atendimentos, com valor total pago de R\$ 9,6 milhões pela disponibilidade e utilização do serviço.

Informações Adicionais

Relacionamento com Auditores Independentes

Nossos auditores independentes não podem prestar serviços de consultoria durante a vigência do contrato de auditoria, conforme artigo 30 do nosso Estatuto Social. Desde 20 de dezembro de 2016 a empresa contratada é a KPMG Auditores Independentes (KPMG), responsável pela prestação de serviços de auditoria independente nos exercícios sociais de 2017 a 2021.

Os serviços prestados pelos nossos auditores são analisados e aprovados pelo Comitê de Auditoria Estatutário. Os Auditores Independentes confirmam anualmente por escrito sua independência ao Comitê de Auditoria Estatutário. Durante o exercício de 2021, a KPMG nos prestou os seguintes serviços, incluindo aqueles prestados às nossas subsidiárias e controladas:

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Serviços ²⁴	R\$ mil	%
Auditoria contábil ²⁵	33.574	93%
Serviços adicionais relacionados à auditoria ²⁶	466	1%
Auditoria tributária ²⁷	2.180	6%
Total dos serviços	36.220	100%

Aquisição de debêntures de sua emissão

Informamos que exercício social de 2021 não houve aquisição de debêntures de nossa emissão, por valor igual ou inferior ao nominal.

Informações de Coligadas e Controladas

Em atendimento ao artigo 243 da Lei nº 6.404/76, informamos que nossos investimentos em sociedades coligadas e controladas estão relacionados na nota explicativa 29 – Investimentos das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Informações relativas às decisões tomadas em função de orientações recebidas do acionista controlador e investimentos realizados em decorrência do exercício de políticas públicas

Como sociedade de economia mista poderemos ter nossas atividades orientadas pela União, com a finalidade de contribuir para o interesse público que justificou a nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. Porém, a contribuição para esse interesse público deve ser compatível com nosso objeto social e com as condições de mercado, não podendo colocar em risco nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira, de acordo com o Artigo 238 da Lei nº 6.404/76.

Assim, caso o atendimento ao interesse público se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades assumidas pela Companhia deverão estar definidas em norma ou regulamento e estar previstas em documento específico, como contrato ou convênio, observada a ampla publicidade destes instrumentos, bem como a divulgação dos seus custos e receitas discriminados, inclusive no plano contábil. Neste caso, a União nos compensará, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida, nos termos do Estatuto Social da Companhia.

Para mais informações sobre as iniciativas para atendimento ao interesse público, veja item "Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16" das Demonstrações Financeiras Petrobras.

Além disso, publicamos anualmente, em nossa Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa, os investimentos realizados em decorrência do exercício de políticas públicas, nos termos da Lei 13.303/16. Para mais informações, veja Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa e item 7.1.a do Formulário de Referência, disponíveis em nosso site na internet www.petrobras.com.br/ri.

Efeitos inflacionários sobre o resultado

Apesar da economia do Brasil não vivenciar hiperinflação, desde o Plano Real, a seguir apresentamos informações sobre os resultados dos exercícios de 2018 a 2021, atualizadas monetariamente pelo Índice de Preços ao Consumidor Final (IPCA), desde o mês de sua formação até 31 de dezembro de 2021. Os valores referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não foram atualizados.

Informação não auditada (R\$ milhões)	2021	2020	2019	2018
Receita de Vendas	452.668	280.662	350.752	358.170
Lucro Bruto	219.637	127.669	141.667	137.043
Despesas Operacionais	(17.233)	(75.331)	(47.507)	(67.071)
Lucro Antes do resultado financeiro, participação e impostos	202.404	52.338	94.161	69.973
Resultado Financeiro Líquido	(59.256)	(51.882)	(40.019)	(27.129)
Lucro Líquido do Exercício	107.264	4.276	47.527	30.873

²⁴ Instrução CVM no 381/2003.

²⁵ Inclui os honorários cobrados em relação à auditoria das nossas demonstrações financeiras anuais, auditoria SOx, informações trimestrais, auditorias das nossas controladas, cartas de consentimento e revisão de documentos periódicos apresentados à Securities and Exchange Commission - SEC.

²⁶ Serviços adicionais relacionados à auditoria referem-se à asseguarção e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou às revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são classificados em "auditoria contábil".

²⁷ Auditoria tributária são honorários relativos a revisões de conformidade fiscal conduzidas em conexão com os procedimentos de auditoria nas demonstrações financeiras.

Demonstrações Financeiras

Em 31 de dezembro de 2021

BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Notas	Consolidado		Controladora		Passivo	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020			2021	2020	2021	2020
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	58.410	60.856	2.930	5.180	Fornecedores	15	30.597	35.645	32.734	75.543
Títulos e valores mobiliários	7.2	3.630	3.424	3.630	2.963	Financiamentos	32.1	20.316	21.751	155.461	76.783
Contas a receber, líquidas	13.1	35.538	24.584	100.110	44.321	Arrendamentos	33	30.315	29.613	31.544	30.883
Estoques	14	40.486	29.500	33.906	25.452	Imposto de renda e contribuição social	16.1	4.089	1.029	3.599	225
Imposto de renda e contribuição social	16.1	911	2.170	526	1.566	Impostos e contribuições	16.2	22.325	13.696	22.022	13.270
Impostos e contribuições	16.2	6.600	11.313	5.842	10.226	Dividendos propostos	34.5	-	4.457	-	4.411
Outros ativos	20	8.777	6.395	10.469	7.573	Benefícios a empregados	17	11.967	18.199	11.233	17.467
		154.352	138.242	157.413	97.281	Outros passivos	20	10.464	8.338	8.745	5.944
								130.073	132.728	265.338	224.526
Ativos classificados como mantidos para venda	31	13.895	4.081	13.142	3.582	Passivos associados a ativos mantidos para venda	31	4.840	3.559	4.651	3.369
		168.247	142.323	170.555	100.863			134.913	136.287	269.989	227.895
Não circulante						Não Circulante					
Realizável a longo prazo						Realizável a longo prazo					
Contas a receber, líquidas	13.1	10.603	13.675	8.450	11.369	Financiamentos	32.1	178.908	258.287	306.944	357.491
Títulos e valores mobiliários	7.2	247	227	247	226	Arrendamentos	33	98.279	82.897	106.693	90.404
Depósitos judiciais	18.2	44.858	37.838	44.543	37.487	Imposto de renda e contribuição social	16.1	1.676	1.853	1.637	1.810
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	3.371	33.524	-	20.518	Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	6.857	1.015	14.807	-
Impostos e contribuições	16.2	18.197	16.411	17.845	15.833	Benefícios a empregados	17	52.310	76.219	51.576	74.973
Outros ativos	20	2.716	3.299	2.694	3.083	Provisão para processos judiciais e administrativos	18.1	11.263	11.427	10.382	10.301
		79.992	104.974	73.779	88.516	Provisão para desmantelamento de áreas	19	87.160	97.595	86.713	97.194
						Outros passivos	20	12.004	10.689	12.126	10.122
								448.457	539.982	590.878	642.295
								583.370	676.269	860.867	870.190
Patrimônio líquido						Patrimônio líquido					
Investimentos	29	8.427	17.010	269.825	241.875	Capital social realizado	34.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Imobilizado	23	699.406	645.434	717.355	670.088	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		3.097	2.449	3.313	2.665
Intangível	24	16.879	77.678	16.682	77.258	Reservas de lucros		164.244	127.512	164.028	127.296
		804.704	845.096	1.077.641	1.077.737	Outros resultados abrangentes		14.556	(26.983)	14.556	(26.983)
						Atribuído aos acionistas da controladora		387.329	308.410	387.329	308.410
						Atribuído aos acionistas não controladores	29.5	2.252	2.740	-	-
								389.581	311.150	387.329	308.410
								972.951	987.419	1.248.196	1.178.600

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.





Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

**DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO**

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Receita de vendas	8	452.668	272.069	446.862	253.993
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(233.031)	(148.107)	(241.616)	(152.258)
Lucro bruto		219.637	123.962	205.246	101.735
Despesas					
Vendas	9.2	(22.806)	(25.020)	(24.110)	(20.921)
Gerais e administrativas	9.3	(6.340)	(5.525)	(5.031)	(3.897)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(3.731)	(4.170)	(3.718)	(4.134)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(3.033)	(1.819)	(3.032)	(1.818)
Tributárias		(2.180)	(4.971)	(1.913)	(4.345)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	16.890	(34.259)	17.050	(43.342)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	3.967	4.695	2.905	40.845
		(17.233)	(71.069)	(17.849)	(37.612)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		202.404	52.893	187.397	64.123
Resultado financeiro líquido	11	(59.256)	(49.584)	(62.666)	(79.789)
Receitas financeiras		4.458	2.821	4.249	2.940
Despesas financeiras		(27.636)	(31.108)	(30.936)	(35.692)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(36.078)	(21.297)	(35.979)	(47.037)
Resultado de participações em investidas	29.3	8.427	(3.272)	23.071	17.663
Lucro antes dos impostos		151.575	37	147.802	1.997
Imposto de renda e contribuição social	16.1	(44.311)	6.209	(41.134)	5.111
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		106.668	7.108	106.668	7.108
Acionistas não controladores		596	(862)	-	-
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	34.6	8,18	0,54	8,18	0,54

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora		
	2021	2020	2021	2020	
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Resultados não realizados com títulos patrimoniais mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes					
Reconhecidos no patrimônio líquido		-	(6)	-	(6)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	2	-	2
		-	(4)	-	(4)
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos		27.735	12.853	26.963	11.970
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(7.207)	(698)	(7.119)	(612)
		20.528	12.155	19.844	11.358
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas		-	270	669	1.042
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:					
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(21.754)	(99.467)	(21.754)	(99.467)
Transferidos para o resultado		24.777	24.308	24.162	23.480
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(1.028)	25.554	(819)	25.835
		1.995	(49.605)	1.589	(50.152)
Ajustes acumulados de conversão em investidas (*)					
Reconhecidos no patrimônio líquido		19.003	49.553	18.888	48.664
Transferidos para o resultado		220	-	35	-
		19.223	49.553	18.923	48.664
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido		108	(1.508)	514	(961)
Transferidos para o resultado		-	225	-	225
		108	(1.283)	514	(736)
Outros resultados abrangentes		41.854	11.086	41.539	10.172
Resultado abrangente total		149.118	17.332	148.207	17.280
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		148.207	17.280	148.207	17.280
Acionistas não controladores		911	52	-	-
Resultado abrangente total		149.118	17.332	148.207	17.280

(*) Inclui, no Consolidado efeito de R\$ 772, credor (efeito de R\$ 1.850, credor, em 31 de dezembro de 2020), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Outros resultados abrangentes						Reserva de lucros				Total do patrimônio líquido atribuído aos acionistas da controladora		Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado	
	Capital subscrito e integralizado	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Ajuste acumulado de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros (prejuízos) acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2020	205.432	2.665	52.083	(52.699)	(33.980)	(37.169)	19.820	6.557	2.903	95.333	-	-	295.541	3.596	299.137
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)
Realização de custo atribuído	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	(14)	-	-	-
Transações de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(410)	(410)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.108	7.108	106.668	(862)	6.246
Outros resultados abrangentes	-	-	48.664	12.129	(49.605)	(1.016)	-	-	-	-	-	-	10.172	914	11.086
Destinações:															
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	356	1.027	-	-	-	(1.383)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.561)	5.861	(5.711)	(4.411)	(433)	(4.844)	
Saldos em 31 de dezembro de 2020	205.432	2.665	100.747	(40.570)	(83.585)	(3.575)	20.176	7.584	2.903	90.772	5.861	-	308.410	2.740	311.150
	205.432	2.665				(26.983)				127.296		-	308.410	2.740	311.150
Saldo em 1º de janeiro de 2021	205.432	2.665	100.747	(40.570)	(83.585)	(3.575)	20.176	7.584	2.903	90.772	5.861	-	308.410	2.740	311.150
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11
Transações de capital	-	648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	648	(166)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106.668	106.668	106.668	596	107.264
Outros resultados abrangentes	-	-	18.923	20.513	1.995	108	-	-	-	-	-	-	41.539	315	41.854
Destinações:															
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.861)	-	(5.861)	-	-	(5.861)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	-	5.333	1.027	656	-	(7.016)	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.743)	37.320	(99.652)	(64.075)	(596)	(64.671)	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	205.432	3.313	119.670	(20.057)	(81.590)	(3.467)	25.509	8.611	3.559	89.029	37.320	-	387.329	2.252	389.581
	205.432	3.313				14.556				164.028		-	387.329	2.252	389.581

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		107.264	6.246	106.668	7.108
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	17	11.215	(5.010)	10.896	(5.118)
Resultado de participações em investidas	29.3	(8.427)	3.272	(23.071)	(17.663)
Depreciação, depleção e amortização	12	63.048	58.305	67.418	67.179
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(16.890)	34.259	(17.050)	43.342
Ajuste a valor de mercado dos estoques	14	6	1.518	-	391
Perdas de crédito esperadas	13.3	(187)	722	94	348
Baixa de poços secos	26	1.365	2.379	1.365	2.379
Resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária		(10.669)	(2.484)	(10.042)	(2.694)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras		58.391	57.422	60.820	86.528
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	16.1	21.644	(8.940)	20.895	(5.600)
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	19	3.529	5.021	3.504	5.005
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	16	(4.966)	(16.494)	(4.598)	(16.141)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	24	(3.317)	-	(3.317)	-
Assunção de participação em concessões	24	(888)	-	(888)	-
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(2.960)	(1.389)	(3.019)	(37.778)
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		(10.783)	(913)	(68.221)	(73.478)
Estoques		(12.651)	4.309	(10.320)	2.363
Depósitos judiciais		(5.573)	(4.228)	(5.545)	(4.226)
Outros ativos		(1.752)	1.105	(2.967)	338
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		5.667	2.178	(9.711)	9.636
Impostos, taxas e contribuições		37.552	18.161	35.621	17.456
Imposto de renda e contribuição social pagos		(11.651)	(1.656)	(10.361)	(943)
Planos de pensão e de saúde		(11.848)	(5.459)	(11.837)	(5.423)
Provisão para processos judiciais		(222)	(1.209)	81	(1.582)
Salários, férias, encargos e participações		(1.777)	4.111	(1.727)	3.968
Provisão para desmantelamento de áreas		(3.935)	(2.459)	(3.917)	(2.453)
Outros passivos		1.941	(661)	3.100	294
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		203.126	148.106	123.871	73.236
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(34.134)	(29.974)	(66.074)	(116.331)
Reduções (adições) em investimentos		(129)	(5.312)	2.259	3.454
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)		25.494	10.212	26.346	9.008
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	24	15.510	-	15.510	-
Investimentos em títulos e valores mobiliários (*)		(1)	355	(47.920)	44.569
Dividendos recebidos/outros ⁽¹⁾		4.333	1.264	7.317	2.552
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos		11.073	(23.455)	(62.562)	(56.748)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Aquisição de participação de não controladores		(122)	(457)	-	-
Captações	32.2	9.647	85.523	158.376	165.511
Amortizações de principal - financiamentos	32.2	(113.549)	(134.079)	(91.635)	(107.127)
Amortizações de juros - financiamentos ⁽²⁾	32.2	(12.155)	(15.828)	(25.057)	(20.581)
Amortizações de arrendamentos	33	(31.400)	(30.275)	(33.090)	(47.224)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	34	(72.153)	(6.209)	(72.153)	(6.209)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(565)	(448)	-	-
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos		(220.297)	(101.773)	(63.559)	(15.630)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		3.650	8.323	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(2.448)	31.201	(2.250)	858
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	</				

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	597.774	370.084	585.382	384.286
Perdas de créditos esperadas	187	(722)	(94)	(348)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	34.685	31.337	32.652	30.436
	632.646	400.699	617.940	414.374
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(103.370)	(34.523)	(106.590)	(32.930)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(55.156)	(75.042)	(53.089)	(66.692)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(37.924)	(23.968)	(41.512)	(26.374)
Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	16.890	(34.259)	17.050	(43.342)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(6)	(1.518)	-	(391)
	(179.566)	(169.310)	(184.141)	(169.729)
Valor adicionado bruto	453.080	231.389	433.799	244.645
Depreciação, depleção e amortização	(69.769)	(63.349)	(74.140)	(72.223)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	383.311	168.040	359.659	172.422
Valor adicionado recebido em transferência				
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	4.962	16.764	4.598	16.141
Resultado de participações em investimentos	8.427	(3.272)	23.071	17.663
Receitas financeiras	4.458	2.821	4.249	2.940
Aluguéis, royalties e outros	1.948	1.244	2.724	1.688
	19.795	17.557	34.642	38.432
Valor adicionado total a distribuir	403.106	185.597	394.301	210.854

Distribuição do valor adicionado

Pessoal e administradores

Remuneração direta

Salários	14.429	15.661	12.562	13.093
Participações nos lucros ou resultados	671	31	597	6
Remuneração variável	2.556	2.240	2.377	2.040
	17.656	17.932	15.536	15.139

Benefícios

Vantagens	845	6.417	622	5.922
Plano de aposentadoria e pensão	4.742	4.425	4.658	4.254
Plano de saúde	7.806	(8.063)	7.430	(8.207)
	13.393	2.779	12.710	1.969
FGTS	1.003	1.150	905	994
	32.052	21.861	29.151	18.102

Tributos

Federais (*)	145.551	58.760	138.894	59.925
Estaduais	40.694	24.474	38.980	23.488
Municipais	787	816	262	344
No exterior (*)	(216)	2.734	-	-
	186.816	86.784	178.136	83.757

Instituições financeiras e fornecedores

Juros, variações cambiais e monetárias	71.520	66.088	74.390	96.180
Despesas de aluguéis e arrendamentos mercantis	5.454	4.618	5.956	5.707
	76.974	70.706	80.346	101.887

Acionistas

Dividendos	85.828	5.711	85.828	5.711
Juros sobre capital próprio	13.824	-	13.824	-
Resultado dos acionistas não controladores	596	(862)	-	-
Lucros Retidos	7.016	1.397	7.016	1.397
	107.264	6.246	106.668	7.108
Valor adicionado total distribuído	403.106	185.597	394.301	210.854

(*) Inclui participações governamentais.

(**) Em 31 de dezembro de 2021, inclui R\$ 21.644 referente a imposto de renda e contribuição social diferidos (R\$ 20.895 na controladora).

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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, regida pelas normas de direito privado – em geral – e, especificamente, pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 (Estatuto Jurídico das Estatais), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social. A companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica.

A companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes legais, a exemplo da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Gás (Lei nº 14.134/21). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

1.1. Destaques do exercício

A Petrobras apresentou excelentes resultados operacionais e financeiros em 2021. A meta de endividamento foi alcançada antes do planejado e riquezas geradas têm sido divididas com a sociedade e acionistas através de impostos, dividendos, criação de empregos e investimentos. A forte geração de caixa operacional, bem como a gestão de portfólio e dos investimentos em ativos resilientes e de classe mundial levaram aos resultados alcançados.

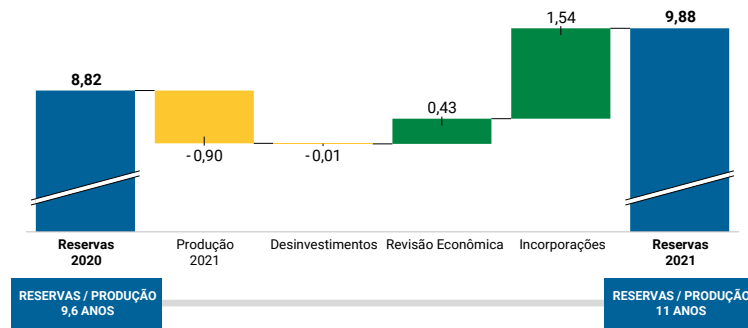
A produção de óleo e gás em 2021 foi de 2,77 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed). Os destaques do desempenho operacional foram: (i) o início da produção da FPSO Carioca, no pré-sal da Bacia de Santos; (ii) conclusão do *ramp-up* da P-70, no campo de Atapu; (iii) recorde na produção própria do pré-sal, com média de 1,95 milhão de barril de óleo equivalente por dia (boed), representando 70% da produção total da Petrobras; (iv) recorde anual de aproveitamento de 97,2% do gás produzido; (v) assinatura e início da vigência, do acordo de coparticipação do campo de Búzios; e (vi) aquisição dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sépia.

Ainda no decorrer do exercício de 2021, teve início o programa RefTOP – Refino de Classe Mundial, que trouxe melhorias nos indicadores relacionados ao meio ambiente e desempenho energético. O índice de intensidade energética, apresentou uma melhoria de 2,0%, o que significa que as refinarias estão gastando menos energia para produzir quantidades equivalentes. No total, foram evitadas a emissão de 242 mil toneladas de CO₂ equivalente para o meio ambiente, apenas nas refinarias do programa.

Em 2021, de acordo com o critério SEC – Securities and Exchange Commission, a companhia realizou a maior adição de reservas de sua história (1,97 bilhão de boe), resultando na reposição de 219% da produção desse ano, já considerando os desinvestimentos. A incorporação dessas novas reservas foi em função do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos, além de apropriações pelo bom desempenho dos reservatórios. O preço do petróleo também impulsionou o aumento das reservas (Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).

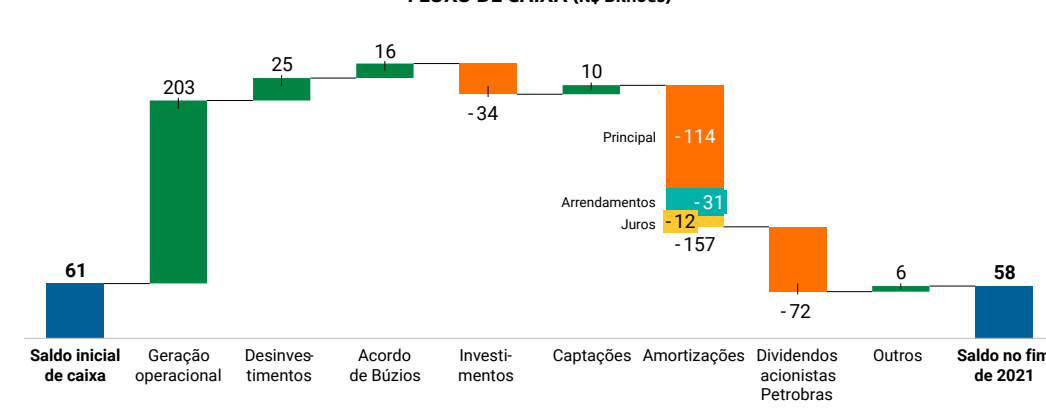
Reservas Provasdas (Não auditado) - Critério SEC

(bilhões boe)



A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2021, as reservas provadas segundo este critério atingiram 10,29 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1. O desempenho do ano, alinhado ao nosso pilar de maximização de retorno sobre o capital empregado, resultou em uma geração operacional de caixa expressiva, com aumento da receita no mercado interno, principalmente por maiores preços e volumes vendidos de derivados, e pelo aumento na receita com exportações, refletido por maiores preços acompanhando a valorização das cotações internacionais, compensados em parte pelos menores volumes de exportações de petróleo (nota explicativa 8). Tais recursos foram destinados ao alcance de meta de endividamento e à realização de investimentos em ativos resilientes e de classe mundial. Destaca-se a aquisição de participação no excedente de Cessão Onerosa de Atapu e Sépia (nota explicativa 24).

FLUXO DE CAIXA (R\$ Bilhões)



A gestão de portfólio, com foco em ativos resilientes e de classe mundial, contemplou desinvestimentos no montante de R\$ 25 bilhões em 2021 relativos, principalmente, à venda da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, no estado da Bahia, venda da participação remanescente na BR Distribuidora, atual Vibra Energia, além de diversos campos em terra e em águas rasas, entre outros ativos (nota explicativa 31).

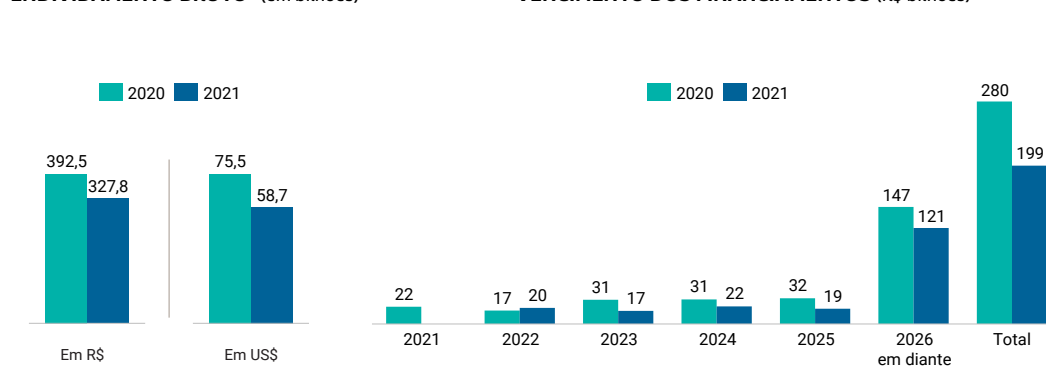
As premissas econômicas do Plano Estratégico (PE) 2022-2026, bem como a gestão ativa de portfólio e as novas estimativas de volumes de reservas, embasaram os testes de recuperabilidade do exercício de 2021 (nota explicativa 25).

Outra importante fonte de recursos no ano foi a compensação financeira recebida de R\$ 16 bilhões pelo Acordo de Coparticipação de Búzios (nota explicativa 24).

A estratégia financeira do PE 2022-2026 tem como pilares a manutenção da estrutura ótima de capital, a maximização da geração de valor, a mitigação de riscos pela gestão do contencioso e o comprometimento com a melhor alocação de capital. A antecipação da redução do endividamento bruto para US\$ 60 bilhões permitirá o cumprimento da nossa Política de Remuneração aos Acionistas, especialmente por ter atingido a alavancagem ideal, que possibilita maior retorno de dividendos, mas mantendo a sustentabilidade financeira da companhia (notas explicativas 6 e 34).

ENDIVIDAMENTO BRUTO* (em bilhões)

VENCIMENTO DOS FINANCIAMENTOS (R\$ bilhões)

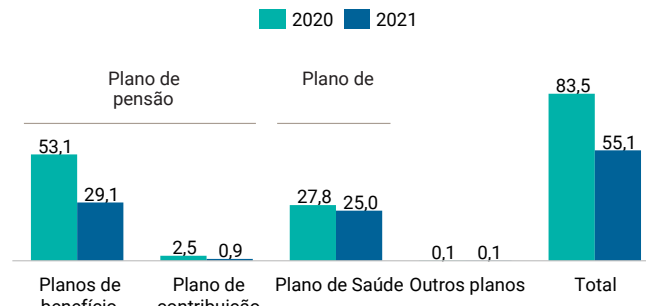


* Inclui financiamentos e Arrendamentos.

A revisão das premissas econômicas do PE 2022-2026, principalmente do *Brent*, proporcionou um incremento nas exportações previstas e, consequentemente, nas exportações altamente prováveis designadas nas relações de *hedge accounting*, gerando uma redução da exposição cambial passiva Dólar x Real (nota explicativa 36).

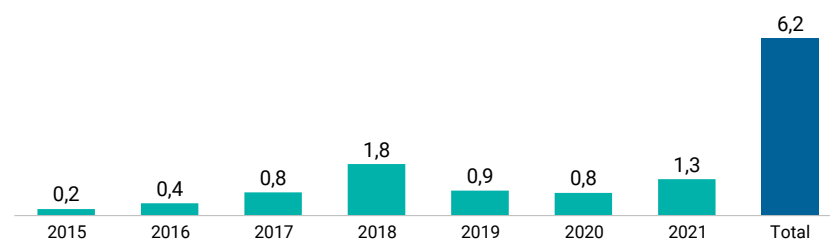
Em continuidade com o processo de gestão de passivos de planos de pensão, a companhia realizou a liquidação financeira antecipada do aporte contributivo de revisão do pecúlio, de parte da obrigação do Termo de Compromisso Financeiro e do aporte pela migração de participantes para o novo plano de contribuição definida (PP3). Além das liquidações antecipadas, a revisão de premissas atuariais de taxa de desconto e de variação dos custos médicos hospitalares, compensadas em parte pela alteração do custeio de benefício do plano de saúde, contribuíram para redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego (nota explicativa 17).

PASSIVO COM PLANOS DE PENSÃO E SAÚDE (R\$ bilhões)



Em decorrência dos acordos de colaboração e repatriações no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R\$ 1,3 bilhão ao longo de 2021 (nota explicativa 21).

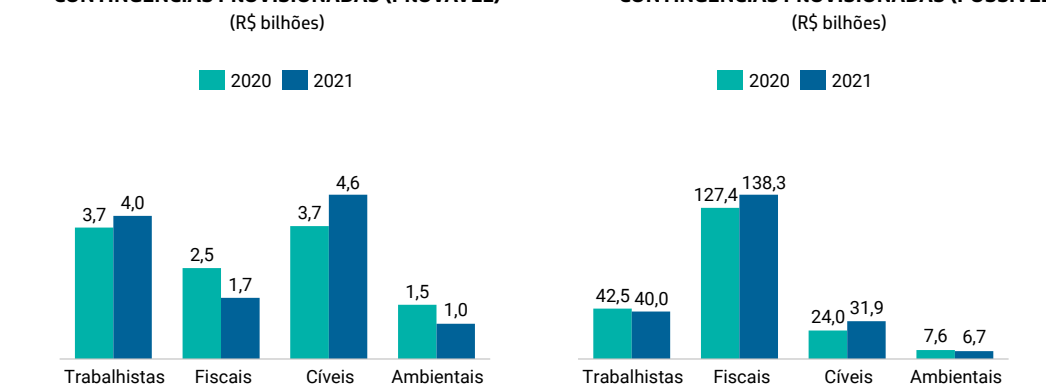
RESSARCIMENTO OPERAÇÃO LAVA JATO (R\$ Bilhões)



Ao longo do exercício de 2021, a Petrobras manteve sua estratégia de gestão ativa de seus passivos, considerando as especificidades de cada processo e a análise da relação custo e benefício. Neste contexto, aderiu a programas de anistias e de remissão estadual para pagamento à vista de débitos de ICMS, principalmente nos estados do Rio de Janeiro e Bahia, com benefício de redução dos encargos e dos tributos (nota explicativa 16), além de eliminar eventuais riscos futuros associados às matérias para as quais foram realizadas adesões (nota explicativa 18).

CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL)

CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (POSSÍVEL)

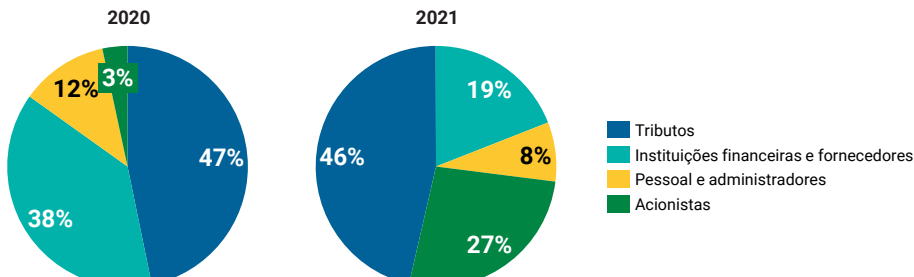


Em maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal, gerando reconhecimento de créditos complementares aqueles registrados em 2020 (nota explicativa 16).



As riquezas geradas pela companhia em 2021 no valor de R\$ 403,1 bilhões (R\$ 185,6 bilhões em 2020) foram distribuídas da seguinte forma:

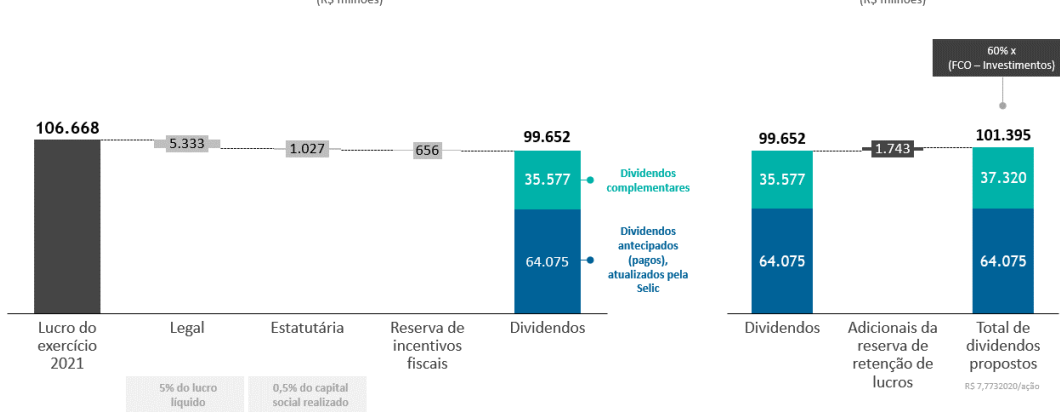
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO (%)



A proposta de dividendos para o exercício de 2021 foi realizada com base na Política de Remuneração aos Acionistas, equivalente a 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de ativos imobilizados e intangíveis, considerando a forte geração de caixa operacional observada no exercício (nota explicativa 34).

DESTINAÇÃO DO RESULTADO DE 2021
(R\$ milhões)

TOTAL DE DIVIDENDOS PROPOSTOS EM 2021
(R\$ milhões)



Em 2021, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de antecipações de remuneração aos acionistas no montante de R\$ 63.400 que, atualizadas monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, totalizam R\$ 64.075. Também foi proposto pelo Conselho de Administração o pagamento complementar de dividendos de R\$ 37.320. A distribuição total de dividendos, englobando as antecipações e o dividendo complementar, no montante de R\$ 101.395, será encaminhada para aprovação da Assembleia Geral de Acionistas da companhia (nota explicativa 34).

Em relação aos benefícios aos empregados, a companhia incluiu, em 2021, condicionantes no programa de prêmio por performance (PPP) para todos os empregados, além de proporcionar aos empregados que não ocupam funções gratificadas a participação nos lucros ou resultados (PLR), conforme acordo coletivo de trabalho (nota explicativa 17).

Adicionalmente, nossas demonstrações financeiras em dólar norte-americano, que são convertidas com base no CPC 02 – “Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis”, equivalente ao IAS 21 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio, são também divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2021	2020
Receita de vendas	83.966	53.683
Lucro bruto	40.802	24.488
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	37.584	10.063
Lucro do exercício - Acionistas da Petrobras	19.875	1.141
Caixa e equivalentes de caixa	10.467	11.711
Imobilizado	125.330	124.201
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	58.743	75.538
Patrimônio líquido	69.812	59.876
Fluxo de caixa operacional	37.791	28.890
Fluxo de caixa de investimentos	2.157	(4.510)
Fluxo de caixa de financiamentos	(40.791)	(19.259)

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards (IFRS)* emitidos pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

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 julgamentos, estimativas e premissas 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 23 de fevereiro de 2022, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional das controladas diretas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, com moeda funcional distinta da Controladora, são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da alienação dos investimentos.

3. Sumário das principais práticas contábeis

Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, as práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações sobre as estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

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 e 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/Society of Petroleum Engineers - 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 e amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização. Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de impairment

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Outras informações sobre teste de *impairment* são apresentadas na nota explicativa 25.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo. Alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, consequentemente, 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 ou aumentos expressivos, 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, consequentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou UGCs. Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da companhia são impactadas diretamente pelo preço do *Brent*, bem como pela taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real, que também influencia significativamente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções decorrentes de mudanças estruturais nos cenários de preços futuros de petróleo e gás natural, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, além de decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos, podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.

4.3. 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, consequentemente, 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 2021, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 90 campos e 25 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 25. 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 de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;

Em 2021 a Administração aprovou a venda das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN), cujos ativos foram excluídos da UGC. A operação de venda da RLAM foi concluída em 30 de novembro de 2021 e os ativos da REMAN encontram-se classificados como mantidos para venda (nota explicativa 31.1).

ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): com o cancelamento do projeto referente ao trem 1 do Comperj, os ativos remanescentes foram agrupados na UGC Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e na UGC Polo GasLub, conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

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.

v. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);

vi. UGC SIX: planta de processamento de xisto encontra-se classificada como mantidos para venda (nota explicativa 31.1); e

vii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energia:

Em 2021, o Novo Marco Legal do Gás (Lei 14.134/21 e Decreto nº 10.712/21) produziu importantes mudanças legais e regulatórias aplicáveis ao mercado de gás natural no Brasil. Esse conjunto de mudanças confere acesso de agentes de mercado a ativos que compunham a UGC Gás Natural e traz uma condição à otimização da Cadeia do Gás Natural nas projeções da companhia. Em função disso, os ativos que pertenciam à UGC Gás Natural foram reorganizados da seguinte forma, para fins de monitoramento da recuperabilidade dos seus valores contábeis:

i. UGC SIP Integrado - conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatuba, que compõem uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE); e

ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs passam a representar, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.

Os ativos de escoamento das Rotas 2 e 3, que também faziam parte da UGC Gás Natural, passaram a ser testados em um conjunto com ativos de E&P que usufruem dessa infraestrutura. Em relação aos terminais de GNL e o Gasoduto Brasil-Bolívia, a recuperabilidade do valor contábil desses ativos será monitorada de forma combinada com as UTGs da companhia, após quaisquer reconhecimentos de perdas de recuperabilidade nessas unidades de tratamento de gás.

As demais UGCs do segmento de Gás e Energia são:

iii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados.

iv. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTE). A administração aprovou a venda das UTEs Arembepe, Murycy e Bahia 1, cuja operação foi concluída em dezembro de 2021 (nota explicativa 31.1). Os ativos foram excluídos da UGC.

v. UGC Termocamaçari: ativos da usina termelétrica Termocamaçari.

vi. 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: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.





Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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 demográfica. Dentre as principais 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 atuárias.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 17.

4.5. 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 e avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 18.

4.6. 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) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 19.

4.7. 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, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 16.1.

4.8. 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 e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação. O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico (PE), enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 36.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de R\$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 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 regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que as interpretações das autoridades fiscais diverjam do entendimento da companhia.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela companhia, principalmente relacionados a diferentes interpretações sobre aplicabilidade e montantes de deduções e adições à base de cálculo de IRPJ e CSLL. Com base na melhor forma de estimar a resolução da incerteza, a companhia avalia cada tratamento fiscal incerto separadamente ou em conjunto de temas onde há interdependência quanto ao resultado esperado.

A companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis à legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza. Os riscos tributários identificados são prontamente avaliados, tratados e deliberados por meio de metodologia de gestão de riscos tributários, previamente implementada.

Se for provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras são consistentes com a escrituração fiscal e, portanto, nenhuma incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro correntes ou diferidos. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

Informações sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 16.1.

5. Novas normas e interpretações

5.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Os principais normativos emitidos pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2021.

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<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, com 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, com 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, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16</i>	As alterações no IAS 16-Property, Plant and Equipment proibem 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 regras específicas.

<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current - Amendments to IAS 1</i>	As emendas no IAS 1-Presentation of Financial Statements estabelecem requerimentos para classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva.
<i>IFRS 17 - Insurance Contracts and Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece, entre outras coisas, os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Disclosure of Accounting Policies - Amendments to IAS 1 and Practice Statement 2</i>	Em substituição ao requerimento de divulgação de políticas contábeis significativas, as emendas ao IAS 1 Presentation of Financial Statements estabelecem que políticas contábeis devem ser divulgadas quando forem materiais. Entre outras coisas, a emenda prevê orientações para determinar tal materialidade.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva para as emendas ao IAS 1.
<i>Definition of Accounting Estimates - Amendments to IAS 8</i>	De acordo com as emendas ao IAS 8, a definição de "mudança na estimativa contábil" deixa de existir. Em substituição, foi estabelecida definição para o termo "estimativas contábeis": valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos à incerteza de mensuração.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva.
<i>Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction - Amendments to IAS 12</i>	As alterações reduziram o escopo da isenção de reconhecimento de ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos contidas nos parágrafos 15 e 24 do IAS 12 Income Taxes de modo que não se aplique mais a transações que, entre outras coisas, no reconhecimento inicial, dão origem a diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas

5.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidos pelo IASB. A seguir são apresentados os normativos emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2021, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Revisão de Pronunciamentos Técnicos CPC Nº 19	<i>Annual Improvements to IFRS® Standards 2018-2020 Reference to the Conceptual Framework - Amendments to IFRS 3 Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract - Amendments to IAS 37 Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16</i>	1º de janeiro de 2022
Pronunciamento Técnico CPC 50	<i>IFRS 17 - Insurance Contracts</i>	1º de janeiro de 2023

Os efeitos esperados da aplicação inicial referente aos normativos listados acima são os mesmos que foram apresentados para os respectivos normativos emitidos pelo IASB apresentados no item 5.1.

6. 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 de 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 estratégia financeira do Plano Estratégico 2022-2026 tem como pilares a manutenção da estrutura ótima de capital, a maximização da geração de valor, a mitigação de riscos pela gestão do contencioso e o comprometimento com melhor alocação de capital.

A meta da companhia de redução do endividamento bruto para US\$ 60 bilhões, cuja previsão original era de ser atendida em 2022, foi alcançada em setembro de 2021. Paralelamente, no decorrer do exercício de 2021, o prazo médio ponderado de vencimento da dívida foi alongado de 11,71 anos em 2020 para 13,39 anos em 2021. O atingimento da meta permitirá o cumprimento da Política de Remuneração aos Acionistas, especialmente pelo alcance do nível de alavancagem planejado, que possibilita maior retorno de dividendos aos acionistas sem comprometer a sustentabilidade financeira da companhia.

Em 2021, a companhia reduziu o endividamento bruto em US\$ 16.795 milhões, finalizando o ano com US\$ 58.743 milhões e dentro da meta de US\$ 60 bilhões. Adicionalmente, com a posição de caixa de US\$ 11.117 milhões, o endividamento líquido em 2021 reduziu em US\$ 15.542 milhões, atingindo US\$ 47.626 milhões. Os endividamentos bruto e líquido em Reais reduziram 16% e 19%, respectivamente, influenciados, também, pela desvalorização do Real frente ao dólar, conforme quadro a seguir:

	Consolidado			
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Em milhões de US\$				
Endividamento total (Financiamentos e Arrendamentos)	58.743	75.538	327.818	392.548
Caixa e equivalentes de Caixa + Títulos públicos federais e time deposits (vencimento superior a 3 meses)	11.117	12.370	62.040	64.280
Endividamento líquido	47.626	63.168	265.778	328.268

Foram fundamentais para a redução do endividamento no ano, a forte geração de caixa operacional de R\$ 203.126 (US\$ 37.791 milhões), além dos desinvestimentos de R\$ 25.494 (US\$ 4.783 milhões) e da compensação financeira recebida pelo Acordo de Coparticipação de Búzios de R\$ 15.510 (US\$ 2.938 milhões).

Estas medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

7.1. Caixa e bancos

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, os quais atendem à definição de caixa e equivalentes de caixa preconizada na prática contábil.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e bancos	1.666	2.868	145	29
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	10.885	13.469	2.383	3.206
Outros fundos de investimentos	911	143	20	4
	11.796	13.612	2.403	3.210
- No exterior				
Time deposits	24.050	13.376	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	20.826	29.274	382	1.941
Outras aplicações financeiras	72	1.726	-	-
	44.948	44.376	382	1.941
Total das aplicações financeiras de curto prazo	56.744	57.988	2.785	5.151
Total de caixa e equivalentes de caixa	58.410	60.856	2.930	5.180

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimentos são de até três meses contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses contados a partir da data de aquisição e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos de empréstimos no mercado bancário internacional, recompra de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 157.104, bem como para realização de investimentos no montante de R\$ 34.134 e para o pagamento de dividendos no valor de R\$ 72.718.

Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de R\$ 203.126, pela compensação financeira recebida pelo Acordo de Coparticipação de Búzios de R\$ 15.510, captações no valor de R\$ 9.647, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 25.494, e pelo efeito cambial sobre os saldos de caixa e equivalente de caixa decorrentes de aplicações no exterior de R\$ 3.650.

Prática Contábil

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.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2021		Consolidado		Controladora	
	País	Total	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	Total
Valor justo por meio do resultado	3.630	3.630	3.388	-	3.388	3.630
Custo amortizado	247	247	227	36	263	247
Total	3.877	3.877	3.615	36	3.651	3.877
Circulante	3.630	3.630	3.388	36	3.424	3.630
Não circulante	247	247	227	-	227	247

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.

Prática contábil

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. 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 do resultado - todos os demais títulos e valores mobiliários.





impostos e contribuições. Os créditos reconhecidos no ativo se referiam 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.

O reconhecimento dos créditos como ativo atende ao pronunciamento técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, por ser praticamente certa a entrada de benefício econômico para a companhia, uma vez que: (i) a decisão transitada em julgado em 2020 se constituiu em 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).

Em 14 de maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal. Dessa forma, principalmente no segundo trimestre de 2021, foi reconhecido um crédito adicional de R\$ 4.966, atualizado monetariamente e registrado no ativo circulante como impostos e contribuições.

A companhia habilitou esses créditos e compensou com pagamento de outros tributos federais, totalizando o valor de R\$10.656 em 2021 (R\$ 10.372 em 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo no ativo oriundo da exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, atualizado monetariamente pela taxa básica de juros brasileira (Selic), é de R\$ 702, dos quais R\$ 576 estão classificados como impostos e contribuições a recuperar e R\$ 126 como contas a receber relacionado a créditos da Breitener, que não foram objeto de alienação em novembro de 2021 da, à época, subsidiária.

O ganho líquido no resultado em 2021 foi de R\$ 3.204 (R\$ 10.656 em 31 de dezembro de 2020).

		Consolidado	
	Efeito no Resultado	2021	2020
Recuperação dos tributos	Outras receitas operacionais	2.556	7.878
Atualização monetária	Variações monetárias e cambiais, líquidas	2.410	8.886
		4.966	16.764
Pis e Cofins	Despesas tributárias	(111)	(408)
Efeitos tributários (*)	Imposto de renda e contribuição social	(1.650)	(5.700)
		3.204	10.656

(*) Parte dos tributos sobre atualização monetária foram recuperados com a decisão do STF, conforme subitem - Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Tais processos encontram-se em fase de liquidação, com discussão pericial em curso, tendo havido recebimento efetivo somente da parcela incontroversa dos valores pleiteados em uma das ações.

Em 31 de dezembro de 2021, o montante atualizado monetariamente é de R\$ 3.313 (R\$ 3.537 em 31 de dezembro de 2020).

16.3. Programas de anistias estaduais

A Petrobras, baseada na gestão de riscos associados ao contencioso e em linha com a estratégia de geração de valor, aderiu aos programas de anistias estaduais do Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Bahia, gerando um efeito positivo em 2021, no montante de R\$ 1.017, pela reversão de parte das provisões vinculadas, em contrapartida de despesas tributárias e outras receitas operacionais de R\$ 799 e resultado financeiro de R\$ 218.

As principais informações desses acordos estão apresentadas a seguir.

Estado do Rio de Janeiro

O Estado do Rio de Janeiro instituiu programa especial de parcelamento denominado PEP-ICMS, autorizado pelo Convênio CONFAZ nº 87/2020, criado pela Lei Complementar Estadual nº 189/2020, e regulamentado pelo Decreto 47.488 de 12 de fevereiro de 2021, que permitiu a redução de 90% dos encargos moratórios devidos a título de multa e juros. Em 7 de junho de 2021, o programa de anistia do Estado do Rio de Janeiro foi prorrogado por meio da Lei Complementar 191/2021.

A adesão ao programa criou condições para o encerramento de contingências materializadas e não materializadas de ICMS no valor total de R\$ 1.818, mediante desembolso de R\$ 679, sendo R\$ 531 no decorrer dos meses de abril e maio de 2021, que incluiu denúncia espontânea em razão do cancelamento de parte do escopo do projeto Comperj (atual Gaslub), e R\$ 148 no decorrer do mês de setembro de 2021, devido ao pagamento de autos de infração vinculados a obrigações acessórias e crédito indevido de ICMS, além de denúncia espontânea relacionada à revisão do processo de apuração de ICMS. Em função disso, em 2021, a companhia revisitou sua expectativa de desembolsos tidos como prováveis e efetuou a reversão de R\$ 1.139 nas respectivas provisões de processos judiciais e impostos.

Estado da Bahia

A adesão ao programa de remissão e anistia junto ao Estado da Bahia foi celebrada nos termos dos Convênios ICMS 48/2020 e 49/2020, ratificados pela Lei 14.286/2020, que permitiu a remissão de 50% do imposto e 90% da multa e juros devidos. Os débitos tributários decorrentes de glosas de créditos fiscais foram encerrados em janeiro de 2021 com o pagamento de R\$ 113, dando uma solução definitiva para esse tipo de contingência.

17. Benefícios a empregados

São todas as formas de compensação proporcionadas pela entidade em troca de serviços prestados pelos seus empregados ou pela rescisão do contrato de trabalho. Inclui também despesas com diretores e outros administradores. Tais benefícios incluem salários, benefícios pós-emprego, rescisórios e outros benefícios.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Passivo				
Benefícios de curto prazo	7.197	6.237	6.508	5.613
Benefícios rescisórios	1.950	4.678	1.950	4.569
Benefícios pós-emprego	55.130	83.503	54.351	82.258
Total	64.277	94.418	62.809	92.440
Circulante	11.967	18.199	11.233	17.467
Não Circulante	52.310	76.219	51.576	74.973
Total	64.277	94.418	62.809	92.440

17.1. Benefícios de Curto Prazo

São os benefícios com estimativa de que sejam integralmente liquidados em até doze meses após o período a que se referem as demonstrações financeiras em que os empregados prestaram o respectivo serviço.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Programa de remuneração variável empregados	2.574	2.715	2.418	2.515
Provisão de férias	2.453	2.443	2.183	2.171
Salários, encargos e outras provisões	1.505	1.059	1.310	925
Participação nos lucros ou resultados	665	20	597	2
Total	7.197	6.237	6.508	5.613
Circulante	7.178	6.229	6.498	5.606
Não circulante (*)	19	8	10	7
Total	7.197	6.237	6.508	5.613

(*) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos gestores executivos.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, em relação aos benefícios de curto prazo, a companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	14.363	15.591	12.539	13.059
Programa de remuneração variável	2.542	2.240	2.363	2.040
Participações nos lucros ou resultados	671	31	597	6
Honorários e encargos de Administradores	80	70	37	34
Total	17.656	17.932	15.536	15.139

17.1.1. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 17 de setembro de 2021, o Conselho de Administração (CA) aprovou ajuste nos critérios para concessão do programa de remuneração variável 2021 para os empregados (anteriormente aprovado em 16 de dezembro de 2020), alterando seu regulamento. Assim, o modelo de PPP 2021 apresenta para o acionamento do programa, além do lucro líquido no exercício, a declaração e o pagamento de remuneração aos acionistas para o exercício em referência aprovados pelo CA. O pagamento dos valores de PPP 2021 continua associado ao cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual de todos os empregados.

Participação nos Lucros ou Resultados - PLR

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo para PLR 2021/2022, dentro do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, três entidades sindicais assinaram o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

O regimento PLR 2021/2022, aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, abrange os empregados que não ocupam funções gratificadas e prevê limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes. 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 gatilhos/requisitos: i) aprovação de distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária (AGO); ii) apuração de lucro líquido no exercício de referência; 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 5% do Ebitda ajustado, a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício, o que for menor.

Prática contábil

A provisão dos programas de remuneração variável é reconhecida de acordo com o regime de competência e representa a estimativa de desembolso futuro decorrente de eventos passados, baseada nas condições e métricas do PPP e PLR, desde que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados.

17.2. Benefícios rescisórios

São aqueles fornecidos pela rescisão do contrato de trabalho como resultado de: i) decisão da entidade em terminar o vínculo empregatício do empregado antes da data normal de aposentadoria; ou ii) decisão do empregado de aceitar uma oferta de benefícios em troca da rescisão do contrato de trabalho.

A companhia possui programas de desligamento voluntários (PDV), aposentadoria incentivada (PAI), programas de desligamento específicos para segmento corporativo e para empregados lotados em unidades em processo de desinvestimento, que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias cujos prazos para inscrição já foram encerrados, totalizando 11.418 adesões acumuladas até 31 de dezembro 2021 (11.117 adesões até 31 de dezembro de 2020).

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorre na medida em que os empregados realizam a adesão.

O programa de desligamento voluntário (PDV 2019), destinado aos aposentados pelo INSS até promulgação da Reforma da Previdência, teve as inscrições reabertas durante o mês de janeiro de 2021 para empregados ainda não inscritos ou que tenham desistido da adesão por qualquer motivo até 29 de dezembro de 2020. Durante o período de reabertura, 195 empregados se inscreveram no programa.

A companhia deferiu o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo a primeira no momento do desligamento, junto com as verbas rescisórias legais, e a segunda, quando cabível, 12 meses após o pagamento da primeira parcela.

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2021 está representada a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	4.678	565	4.569	565
Efeito no resultado	(62)	5.408	(46)	5.250
Inscritos no PDV	168	5.723	167	5.554
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(230)	(315)	(213)	(304)
Efeito caixa	(2.666)	(1.295)	(2.573)	(1.246)
Utilização por desligamento	(2.666)	(1.295)	(2.573)	(1.246)
Saldo final	1.950	4.678	1.950	4.569
Circulante	1.157	3.921	1.157	3.812
Não circulante	793	757	793	757

Em 31 de dezembro de 2021, do total provisionado, o valor de R\$ 874 corresponde a segunda parcela de 2.607 empregados desligados e o de R\$1.076 corresponde a 1.961 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2024.

17.3. Benefícios pós emprego

A companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco tipos principais de benefícios de pensão pós-aposentadoria (chamados coletivamente de "planos de pensão da companhia").

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Passivo				
Plano de saúde: Saúde Petrobras	25.029	27.836	24.442	27.014
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R) (*)	18.042	31.265	18.042	31.265
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR) (*)	3.672	8.424	3.672	8.424
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	4.557	7.837	4.557	7.837
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.851	5.588	2.851	5.588
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	918	2.477	787	2.130
Outros planos	61	76	-	-
Total	53.130	83.503	54.351	82.258
Circulante	3.632	8.049	3.578	8.049
Não circulante	51.498	75.454	50.773	74.209

(*) Em 2020, inclui obrigação com aporte contributivo referente à revisão do pecúlio.

17.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de saúde

O Plano de saúde, nomeado "Saúde Petrobras" pelos beneficiários é administrado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano cobre todos os empregados atuais, aposentados e está aberto a novos empregados.

Atualmente patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, o plano está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de cobertura e a um maior nível de utilização de benefícios médicos. A companhia aprimora continuamente a qualidade de seus processos técnicos e administrativos, bem como dos programas de saúde oferecidos aos beneficiários, a fim de mitigar esse risco.

Os empregados e aposentados realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de alto risco e contribuições variáveis para parcela do custo dos demais procedimentos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas com base em determinados parâmetros, como o salário e níveis de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso, com coparticipação dos empregados e aposentados.

Os benefícios são pagos pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas está prevista em Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), conforme segue:

• Até 2020, esse benefício era coberto 70% pela companhia e 30% pelos participantes;

• A partir de janeiro de 2021, esse benefício passou a ser coberto 60% pela companhia e 40% pelos participantes.

Revisão intermediária do plano de saúde

Em 30 de setembro de 2021, a promulgação do Decreto Legislativo nº 26/2021, sustou, na data de sua publicação, os efeitos da Resolução da CGPAR nº 23/2018, que estabelecia limite paritário de custeio do benefício de assistência à saúde entre empresas estatais e empregados.

Considerando as condições que a companhia e as entidades sindicais estabeleceram no acordo coletivo 2020-2022, a participação que, a partir de janeiro de 2022 seria na proporção de 50% entre a companhia e os participantes, permanecerá de 60% dos gastos cobertos pela companhia e os 40% restantes pelos participantes. Em função dessa alteração, a companhia realizou uma revisão intermediária no passivo atuarial do plano de saúde.

A revisão intermediária no 3º trimestre de 2021 resultou numa redução do passivo de R\$ 1.516, em contrapartida de: (i) 4.518 no resultado pelo custo do serviço passado decorrente da alteração do benefício; e (ii) 6.034 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, pela revisão das premissas atuariais, principalmente pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos de 4,81% e 3,76% (de 31 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente) e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH de 4,66% e 6,17% (de 31 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente).

As demais premissas atuariais utilizadas para a realização da avaliação atuarial intermediária, comparadas com as adotadas na avaliação atuarial de dezembro de 2020, não sofreram atualizações.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2021, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 17.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

Planos de pensão

Os planos de pensão patrocinados são administrados pela Fundação Petros, que foi constituída como uma entidade jurídica sem fins lucrativos de direito privado com autonomia administrativa e financeira.

Os planos de pensão são regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC que contempla todas as diretrizes e procedimentos a serem adotados pelos planos para sua gestão e relacionamento com as partes interessadas.

A Petros realiza periodicamente avaliações dos planos em cumprimento a norma vigente de previdência complementar e, quando aplicável, estabelece medidas com objetivo de oferecer sustentabilidade aos planos.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70),
- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e PP2 são patrocinados pela Petrobras, e o plano Petros 2 patrocinado por: Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia, Termomacaé e Araucária, sendo essa última em processo de retirada de patrocínio.

O PPSP-R e PPSP-NR são derivados da divisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela companhia em julho de 1970. Em 1º de janeiro de 2020, o PPSP-R e PPSP-NR deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Os planos de pensão complementam a renda de seus participantes durante a aposentadoria, além de garantir uma pensão por morte aos seus beneficiários. O benefício consiste em uma renda mensal complementar ao benefício concedido pelo Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS).

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:



Modalidade	PPSP-R	PPSP-R / Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR / Pré-70	PP2	PP3
Benefício Definido	Benefício Definido					
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados que se desvincularam de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a opção exercida pelo participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital seguro) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital seguro) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC).		Com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais vitalícios: com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC). Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.
Termo de Compromisso Financeiro - TCF (acordos de dívida) assumido pela Companhia para fazer face aos déficits dos planos - Valores a pagar à Fundação Petros (*)	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.837 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 4.985 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R\$ 2.897 em 31/12/2021.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento em 20 anos.					

(*) Compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Novo 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 R\$ 33.700 em 31 de dezembro de 2019. Do valor total, o montante de R\$ 15.620 é de responsabilidade da Petrobras, em cumprimento ao princípio da paridade contributiva prevista na Emenda Constitucional nº 20/1998, sendo R\$ 13.566 por meio de contribuições extraordinárias ao longo da existência dos planos e R\$ 2.054 de aporte contributivo como contrapartida da companhia pela redução do benefício de pecúlio.

Em 30 de junho de 2021, a companhia realizou a liquidação antecipada do saldo devedor do aporte contributivo, no valor de R\$ 2.251.

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 (Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União), de 6 de dezembro de 2018, que estabelece diretrizes e parâmetros para as empresas estatais federais quanto ao patrocínio de planos de benefícios de previdência complementar.

Migração para o PP3 e revisão intermediária do PPSP-R e PPSP-NR

O PP3 é uma opção previdenciária, na modalidade de contribuição definida (CD), que serviu de migração voluntária e exclusiva a participantes e assistidos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos Pós-70.

Em 27 de janeiro de 2021, a criação do Plano Petros 3 (PP3) foi aprovada pelos órgãos competentes, assim como as alterações nos regulamentos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos pós-70, prevenindo basicamente o processo de migração de participantes para o PP3.

O prazo de inscrição no PP3 terminou em 30 de abril de 2021. A opção pela migração é irrevogável e irretroatável, além de encerrar todo e qualquer vínculo com o plano de origem.

Em 15 de junho de 2021, a etapa de validação das inscrições do PP3 foi concluída, totalizando 2.176 pedidos deferidos e os estudos de viabilidade técnica e administrativa do novo plano de contribuição definida foram finalizados, permitindo a sua implementação a partir de agosto de 2021.

A Petrobras realizou uma revisão intermediária dos planos PPSP-R e PPSP-NR no 2º trimestre de 2021, que resultou numa redução do passivo de R\$ 8.660, em contrapartida de: (i) R\$ 6 no resultado pelo custo do serviço passado dos 2.176 participantes que optaram pela migração, conforme demonstrado na movimentação das obrigações dos planos; e (ii) R\$ 8.654 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, principalmente pelo aumento da taxa de desconto aplicada sobre os passivos dos planos.

Em 9 de setembro de 2021, a Petrobras realizou um aporte no PP3 no montante de R\$ 1.274, sendo R\$ 1.221 relativo aos participantes que migraram do plano PPSP-R e R\$ 53 do plano PPSP-NR, descontado o valor do aporte contributivo pela revisão do pecúlio no valor de R\$ 92, previsto no plano de equacionamento do déficit dos planos PPSP-R e PPSP-NR liquidado em junho de 2021.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2021, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 17.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

17.3.2. Valores nas demonstrações financeiras relacionados a planos de benefícios definidos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

Representa a obrigação da companhia, líquida dos ativos garantidores e descontada a valor presente, calculada de acordo com a metodologia estabelecida no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, aprovado pela Deliberação CVM nº 695/2012, que diverge das práticas contábeis adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar. Em 31 de dezembro de 2021, a redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós emprego de R\$ 28.373 refere-se basicamente ao ganho atuarial de R\$ 27.735, reconhecido no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais 2021 x 2020, principalmente pela variação da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH, compensado pelo retorno negativo sobre os ativos garantidores, sendo parte desse ganho, no montante de R\$ 14.680, reconhecido no decorrer do exercício com as revisões intermediárias realizadas nos planos de pensão PPSP -R e PPSP-NR e no Plano de saúde.

Informações sobre as variações das principais premissas, vide quadro da nota 17.3.6 – Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido.

	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	Planos de pensão PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras	Outros planos	Consolidado 2021 Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(41.469)	(12.923)	(4.591)	-	9	(58.974)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	22.599	6.523	918	25.029	61	55.130
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro (**)	39.102	14.012	2.477	27.836	76	83.503
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.510	947	383	7.420	(45)	11.215
Custo do serviço passado	(5)	(1)	-	4.518	-	4.512
- Valor presente da obrigação	(3.672)	(168)	-	4.518	-	678
- Valor do ativo garantidor - transferência para patrimônio no PP3	2.494	114	-	-	-	2.608
- Aporte da patrocinadora no PP3	1.173	53	-	-	-	1.226
Custo do serviço corrente	72	5	198	844	(50)	1.069
Custo dos juros líquidos	2.345	914	185	2.058	5	5.507
Juros sobre a obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	98	29	-	-	-	127
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(11.929)	(5.308)	(1.942)	(8.590)	34	(27.735)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(11.929)	(5.308)	(1.942)	(8.590)	34	(27.735)
Efeito caixa	(7.084)	(3.128)	-	(1.633)	(3)	(11.848)
Pagamento de contribuições (***)	(2.514)	(453)	-	(1.633)	(3)	(4.603)
Pagamento da obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	(1.797)	(536)	-	-	-	(2.333)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(2.773)	(2.139)	-	-	-	(4.912)
Outros movimentos	-	-	-	(4)	(1)	(5)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	22.599	6.523	918	25.029	61	55.130

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio.

(***) Inclui o pagamento do aporte para migração ao plano de contribuição definida PP3 de R\$ 1.274.

	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	Planos de pensão PP2	Plano de saúde	Outros planos	2020 Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(44.951)	(11.498)	(3.638)	-	(60)	(60.147)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	41.239	13.154	3.987	48.312	98	106.790
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	454	206	571	(8.461)	14	(7.216)
Custo do serviço passado (**)	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Custo dos juros líquidos	2.060	683	291	3.421	13	6.468
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Efeito caixa	(2.457)	(1.374)	-	(1.598)	(4)	(5.433)
Pagamento de contribuições	(1.324)	(416)	-	(1.598)	(4)	(3.342)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(1.133)	(958)	-	-	-	(2.091)
Outros movimentos	-	-	-	-	9	9
Outros	-	-	-	-	9	9
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	1.699	507	-	-	-	2.206
Obrigação total com planos de saúde e pensão	39.102	14.012	2.477	27.836	76	83.503

(*) 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 R\$ 2.105 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e R\$ 13.062 decorrente da alteração da regra de custeio do plano de saúde.

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	Planos de pensão PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras	Outros planos	Consolidado 2021 Total
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444
Reconhecido no resultado	6.310	1.884	648	7.420	(41)	16.221
Custo dos juros	6.243	1.880	450	2.058	9	10.640
Custo do serviço	72	5	198	844	(50)	1.069
- Custo do serviço passado	(5)	(1)	-	4.518	-	4.512
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(15.934)	(5.589)	(901)	(8.590)	(38)	(31.052)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais - experiência (**)	(1.679)	(1.616)	1.690	(1.281)	(45)	(2.931)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais - hipóteses demográficas	-	-	(26)	513	-	487
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais - hipóteses financeiras	(14.255)	(3.973)	(2.565)	(7.822)	7	(28.608)
Outros	(8.662)	(1.852)	(353)	(1.637)	(5)	(12.509)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Contribuições de participantes	142	38	-	-	-	180
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	-	-	-	(3.834)
Outros	-	-	-	(4)	(1)	(5)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.



	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	2020	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2		Total	
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526
Reconhecido no resultado	3.176	974	767	(8.461)	18	(3.526)
Custo dos juros	4.782	1.451	487	3.421	17	10.158
Custo do serviço	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(786)	1.124	(1.214)	(10.417)	(35)	(11.328)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(2.323)	1.228	294	(3.573)	2	(4.372)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(106)	7	5	(94)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.537	(104)	(1.402)	(6.851)	(42)	(6.862)
Outros	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	1	(7.228)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Outros	-	-	-	-	9	9
Valor presente das obrigações no fim do exercício	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - PED 2015.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

O aumento da percepção de risco dado as incertezas no campo fiscal, bem como a continuidade dos problemas sanitários ao longo de 2021 no Brasil, levaram a uma desvalorização de boa parte dos ativos no mercado doméstico, principalmente aqueles de maturação mais longa. Desta forma, o IMAB 5+, índice que representa a média de retorno dos Títulos Públicos Federais indexados à inflação com vencimento acima de 5 anos, obteve perdas de -6,6%. Assim como o IBOVESPA, principal índice da B3, que também fechou com uma perda relevante de -11,9%.

Esse movimento foi determinante para a redução do patrimônio da carteira de investimentos dos planos, dado que esses ativos são parte importante da composição do seu portfólio, representando juntos, em média, 75% de participação das carteiras.

	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	Consolidado 2021	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	Saúde Petrobras	Total	
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	44.951	11.498	3.638	-	60	60.147
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	3.898	966	265	-	4	5.133
Receita de Juros	3.898	966	265	-	4	5.133
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(4.005)	(281)	1.041	-	(72)	(3.317)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(4.005)	(281)	1.041	-	(72)	(3.317)
Efeito caixa	5.287	2.592	-	1.633	3	9.515
Contribuições pagas pela empresa	2.514	453	-	1.633	3	4.603
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	2.773	2.139	-	-	-	4.912
Outros movimentos	(8.662)	(1.852)	(353)	(1.633)	(4)	(12.504)
Contribuições de participantes	142	38	-	-	-	180
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.137)	(1.723)	(353)	(1.633)	(4)	(8.850)
Transferência e aporte no PP3	(3.667)	(167)	-	-	-	(3.834)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	41.469	12.923	4.591	-	(9)	58.974

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	2020	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2		Total	
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	43.081	10.847	2.754	-	54	56.736
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.722	768	196	-	4	3.690
Receita de Juros	2.722	768	196	-	4	3.690
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Efeito caixa	2.457	1.374	-	1.598	4	5.433
Pagamento de contribuições	1.324	416	-	1.598	4	3.342
Pagamento do termo de compromisso financeiro	1.133	958	-	-	-	2.091
Outros movimentos	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	(8)	(7.237)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	44.951	11.498	3.638	-	60	60.147

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Ativos do plano - gestão de investimentos

Buscando manter um desempenho de investimento adequado, a Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:

i. para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e

ii. para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.

Os ativos dos planos de pensão seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam uma diversificação, de forma a diminuir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente. A Petros usa um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência, simulando um período de 30 anos.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Categorias dos ativos dos planos	Preços cotados em		Valor justo total	2021		Valor justo total	Consolidado 2020	
	mercado ativo	mercado ativo		%	%		%	%
Receíveis	-	4.723	4.723	8%	4.402	8%		
Renda fixa	21.320	16.989	38.309	65%	37.333	65%		
Títulos públicos	21.044	4.193	25.237		37.333			
Fundos de renda fixa	-	4.798	4.798		7.790			
Outros investimentos	276	7.998	8.274		4.481			
Renda variável	9.410	1.296	10.706	19%	13.069	19%		
Ações à vista	9.410	-	9.410		12.355			
Outros investimentos	-	1.296	1.296		714			
Investimentos Estruturados	182	842	1.024	2%	586	2%		
Imóveis	-	2.652	2.652	3%	2.926	3%		
	30.912	26.502	57.414	97%	58.316	97%		
Empréstimos a participantes	-	1.560	1.560	3%	1.831	3%		
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	30.912	28.062	58.974	100%	60.147	100%		

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2021, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 33, além de ações ordinárias, no valor de R\$ 6, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.358.

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de pensão		Plano de Saúde	Outros Planos	Total	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras		
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	292	51	308	2.770	(46)	3.375
Relativa aos inativos (ODO)	2.120	867	75	4.650	1	7.713
Obrigação com aporte contributivo - revisão do pecúlio	98	29	-	-	-	127
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2021	2.510	947	383	7.420	(45)	11.215
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2020 (**)	2.153	713	571	(8.461)	14	(5.010)

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(**) Inclui valor de (R\$ 7.216) referente a revisão atuarial e R\$ 2.206 referente a atualização da obrigação com aporte contributivo - revisão de pecúlio.

17.3.3. Contribuições

No exercício 2021, a companhia contribuiu com o total de R\$ 11.848 para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 17.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R\$ 908 para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R\$ 4 do plano PP3, que foram reconhecidas como despesa no resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP R, PPSP NR, PPSP R pré70 e PPSP NR pré-70, para 2022, somam R\$ 2.209. As do Plano Petros 2 somam R\$ 959 e são referentes à parcela de contribuição definida.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2022, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros, pois há reserva para cobrir o valor em risco. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

17.3.4. Fluxos de caixa esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do período de relatório.

Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	2021		2020				
	Plano de pensão		Plano de Saúde				
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Saúde Petrobras			
Até 1 ano	5.042	1.689	317	1.378	52	8.478	7.706
De 1 a 5 anos	21.092	6.872	1.368	4.991	-	34.323	28.289
De 6 a 10 anos	14.839	4.671	1.056	5.188	-	25.754	29.911
De 11 a 15 anos	9.931	2.959	811	4.118	-	17.819	26.383
Acima de 15 anos	13.164	3.255	1.957	9.354	-	27.730	49.155
Total	64.068	19.446	5.509	25.029	52	114.104	141.444

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

17.3.5. Pagamentos futuros aos participantes dos planos de benefício definido que estão fechados para novos membros

A tabela a seguir fornece o período durante o qual a obrigação de benefício definido associada a esses planos impactará as demonstrações financeiras da Companhia.

	PPSP-R	PPSP-R - Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR - Pré-70
Duração média ponderada da obrigação de benefício definido	10,72 anos	6,95 anos	11,51 anos	7,57 anos





17.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

As premissas atuariais financeiras e demográficas significativas usadas para determinar a obrigação de benefício definido são apresentadas na tabela abaixo:

	PPSP-R		PPSP-NR		Planos de pensão		2021	
	(05/2021)	(12/2021)	(05/2021)	(12/2021)	PP2	Plano de saúde		
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	8,11%	10,64%	8,07%	10,62%	10,55%	10,54%	10,73%	8,92% (09/2021) 10,68% (12/2021)
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	5,83%	n/a	5,83%	n/a	5,83%	n/a	7,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,24% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10% Álvaro Vindas suavizada em 50% IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013) Ativos: Álvaro Vindas suaviz 50% Assist: N/A
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	n/a	n/a	n/a	n/a	AT-49, masculina
Tábua de mortalidade de inválidos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,97% para 2022 e atingindo 3,25% de 2026 em diante.
(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.
(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

	PPSP-R		PPSP-NR		Planos de pensão		2020	
	(05/2020)	(12/2020)	(05/2020)	(12/2020)	PP2	Plano de saúde		
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	5,83%	7,03%	5,77%	6,97%	6,55%	6,55%	7,44%	7,20%
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	4,75%	n/a	4,75%	n/a	4,75%	n/a	6,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	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)	EX-PETROS 2014	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2012 IAM basic fem desagradav 10% Álvaro Vindas desagradav em 40% IAPB-57 Forte desagradav em 20%	EX-PETROS 2013 (bidecremental) Álvaro Vindas desagradav em 40%
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	n/a	n/a	n/a	n/a	AT-49 masculina
Tábua de mortalidade de inválidos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	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.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

17.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico é conforme estabelecido abaixo:

	Pensão		Saúde		Consolidado	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(7.485)	9.508	(2.679)	3.309	3.505	(2.853)
Custo do serviço e juros	(110)	148	(174)	208	533	(429)

Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários conforme nota explicativa 4 - estimativas e julgamentos relevantes.

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (entidade realiza diminuição significativa do número de empregados cobertos por plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (settlement).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor do passivo, líquido do ativo de benefício definido.

A companhia também contribui para planos de contribuição definida, de forma paritária ao valor da contribuição normal do empregado, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorrida.

18. Processos judiciais e contingências

18.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões nos processos judiciais, administrativos e arbitrais, em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) 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) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.
- Processos cíveis, destacando-se: (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) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Passivo circulante e não circulante	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Processos trabalhistas	3.995	3.667	3.629	3.401
Processos fiscais	1.705	2.538	1.560	2.459
Processos cíveis	4.581	3.706	4.275	2.963
Processos ambientais	982	1.516	918	1.478
Total	11.263	11.427	10.382	10.301

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	11.427	12.546	10.301	11.883
Adição, líquida de reversão	2.864	2.494	2.687	2.126
Utilização	(3.894)	(3.814)	(3.321)	(3.770)
Atualização	809	104	715	62
Outros	57	97	-	-
Saldo final	11.263	11.427	10.382	10.301

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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.

Em 2021, o decréscimo no passivo decorre principalmente das alterações ocorridas nos seguintes casos: (i) redução de R\$ 1.157 pela revisão de valores de contingências tributárias no escopo do programa de anistias do estado do Rio de Janeiro, conforme nota explicativa 16.2; (ii) redução de R\$ 712 em função de acordo realizado em ações relativas a indenizações e reparações decorrentes do acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; e (iii) redução de R\$ 376 em função de acordo realizado em arbitragem de contrato de engenharia em plataformas decorrentes de controladas no exterior, compensados principalmente por: (iv) R\$ 726 na provisão de litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; (v) R\$ 227 na provisão de processo arbitral decorrente de contrato de controlada; (vi) R\$ 222 na provisão de litígios pela não homologação de compensações de tributos federais; e (vii) R\$ 192 na provisão de litígios envolvendo cobrança de royalties e participações especiais.

18.2. Depósitos judiciais

A companhia efetua depósitos na fase judicial, em especial para suspender a exigibilidade do débito de natureza tributária e permitir ao contribuinte a manutenção de sua regularidade fiscal. Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ativo não circulante	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	32.310	26.785	32.234	26.715
Trabalhistas	4.443	4.317	4.246	4.137
Cíveis	7.113	5.688	7.098	5.674
Ambientais	566	588	542	566
Outros	426	460	423	395
Total	44.858	37.838	44.543	37.487

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	37.838	33.198	37.487	32.861
Adição, líquido de reversão	6.160	4.672	6.095	4.618
Utilização	(593)	(441)	(550)	(393)
Atualização financeira	1.428	431	1.420	427
Outros	25	(22)	91	(26)
Saldo final	44.858	37.838	44.543	37.487

Em 2021, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 6.160, incluindo: (i) R\$ 1.939 referentes a IRPJ e CSLL pela não adição dos lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL da controladora; (ii) R\$ 1.829 referentes à unificação de Campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iii) R\$ 1.211 referentes à incidência de CIDE e PIS/COFINS sobre afretamento de plataformas; (iv) R\$ 629 referentes a IRPJ e CSLL na dedução de despesas com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros); (v) R\$ 336 referentes a diversos depósitos judiciais de natureza tributária; e (vi) R\$ 318 referentes a falta de recolhimento de Contribuição Previdenciária incidentes sobre gratificações pagas a funcionários, compensados principalmente por: (vii) R\$ 722 referentes ao resgate de depósito de natureza cível realizado em ação indenizatória que tem por fundamento a rescisão unilateral de contrato de cessão de créditos-prêmios de IPI.

18.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais, administrativos e arbitrais, que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2021, 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:

	31.12.2021	Consolidado	31.12.2020
Natureza	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	138.312		127.375
Trabalhistas	40.022		42.505
Cíveis - Gerais	31.921		24.012
Cíveis - Ambientais	6.652		7.613
Total	216.907		201.505

18.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

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	Estimativa	
	2021	2020

Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.		
Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos.		
Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.	50.740	49.536
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 fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores.	21.707	21.340
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2019, a companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos. Em 2021, foram lavrados novos autos de infração contra a companhia.	4.613	4.057
4) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.		
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial. Em 2021, houve redução do valor em razão de uma decisão favorável à companhia.	3.939	4.222
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.	2.391	2.358
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 fases administrativa e judicial diversas. Houve revisão de expectativa de perda de processo, de remota para possível, em razão de decisão desfavorável pelo Tribunal Regional da 2ª Região em caso análogo.	3.180	2.431
7) IRPJ e CSLL – Amortização de ágio na aquisição de participações societárias.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas.	1.305	1.694
8) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS sobre contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações.		
Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. A questão envolve processos em fase administrativa. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	1.844	-
9) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência – Contratos de afretamento.		
Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	1.603	-
10) Incidência de Imposto de importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras – importação de embarcações por meio do Regime Aduaneiro Especial do Repetro.		
Situação atual: Existem processos nas esferas administrativa e judicial em fases diversas. Em 2021, novos autos foram lavrados.	1.389	448
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
11) 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.	2.050	1.993
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL e BA.		
12) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceite pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.161	4.093
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, GO, MA, SP, CE, RO e PE.		
13) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.		
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas.	4.396	4.249
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
14) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.464	4.218
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, SP, PR, AM, CE, MT, RN e PE.		
15) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2021, novos autos foram lavrados.	3.175	2.689



	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	97.595	70.377	97.194	70.127
Revisão de provisão	(6.628)	29.309	(6.638)	29.239
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(3.804)	(2.793)	(3.804)	(2.793)
Utilização por pagamentos	(3.935)	(2.293)	(3.917)	(2.288)
Atualização de juros	3.902	2.925	3.878	2.909
Outros	30	70	-	-
Saldo final	87.160	97.595	86.713	97.194

A redução no saldo da provisão no ano de 2021, reflete, em grande parte, a atualização do Plano Estratégico 2022-2026 e, mais especificamente: i) a revisão de premissas técnicas e de escopo de poços e equipamentos, considerando estudos técnicos e renegociações contratuais; ii) o prolongamento do ano de corte econômico das concessões, devido, principalmente, ao aumento do preço da *Brent*; e iii) a conclusão das vendas dos campos de Lapa, Rabo Branco e Frade e dos Polos de Cricaré, Miranga, Remanso e Rio Ventura, que resultou na baixa da provisão associada aos campos e polos.

As reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos decorrentes de: i) redução da taxa de desconto real ajustada ao risco de 4,15% a.a. em 2020 para 3,02% a.a. em 2021, a qual reflete em parte o aumento na inflação americana; e ii) desvalorização do Real frente ao Dólar norte americano, com aumento da taxa de final de ano de R\$ 5,58/US\$ 1,00 em 2021, frente a taxa de R\$5,20/US\$ 1,00 ao final de 2020, com impacto nas estimativas dos custos em Dólar.

A provisão associada a projetos que se encontram em desinvestimentos, mas ainda não concluídos, foi transferida para o passivo mantido para venda e refere-se, principalmente, a concessões em Sergipe-Alagoas, na Bacia de Campos e no Espírito Santo. Em 2020, as transferências se relacionavam, basicamente, às concessões na Bahia e no Rio Grande do Norte.

Prática contábil

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. Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos pela companhia com o descomissionamento decorrentes do processo de venda dos ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

20. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	5.360	4.055	4.797	3.544
Adiantamento a fornecedores	(b)	1.720	2.045	2.916	2.647
Despesas antecipadas	(c)	1.660	1.366	1.279	1.212
Operações com derivativos	(d)	172	620	-	249
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	1.463	370	3.280	2.057
Outros		1.118	1.238	891	947
		11.493	9.694	13.163	10.656
Circulantes		8.777	6.395	10.469	7.573
Não circulantes		2.716	3.299	2.694	3.083

Passivo		Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	6.170	4.865	6.161	4.865
Retenções contratuais	(g)	2.908	2.784	2.492	2.263
Adiantamento de clientes	(h)	3.383	2.250	3.315	1.470
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	3.170	2.393	2.760	1.991
Impostos e contribuições	(j)	796	2.108	796	1.513
Operações com derivativos	(d)	1.574	1.469	1.240	1.272
Cretores diversos		466	643	446	638
Outros		4.001	2.515	3.661	2.054
		22.468	19.027	20.871	16.066
Circulantes		10.464	8.338	8.745	5.944
Não circulantes		12.004	10.689	12.126	10.122

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.

23. Imobilizado

	Terrenos, edificações e benfeitorias		Equipamentos e outros bens ⁽¹⁾		Ativos em construção ⁽²⁾		Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) ⁽³⁾		Direitos de Uso		Consolidado	Controladora
		17.938	283.673			88.480	164.845		87.013	Total	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2020		17.938	283.673		88.480		164.845		87.013	641.949	662.816	
Adições			1	23.819		14.825		1.883	22.671	63.199	174.429	
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas			-	-		-		27.899	-	27.899	27.829	
Juros capitalizados			-	-		4.797		-	-	4.797	4.745	
Baixas			(26)	(2.269)		(2.266)		(1.055)	(6.588)	(12.204)	(81.011)	
Transferências			(1.485)	13.724		(15.342)		6.079	(119)	2.857	1.955	
Transferências para ativos mantidos para venda			(47)	(1.055)		14		(3.956)	(73)	(5.117)	(4.995)	
Depreciação, amortização e depleção			(719)	(21.882)		-		(19.650)	(20.627)	(62.878)	(71.925)	
Impairment - constituição			(68)	(35.813)		(13.997)		(22.691)	(1.645)	(74.214)	(66.603)	
Impairment - reversão			-	28.522		2.479		8.296	638	39.935	22.848	
Ajuste acumulado de conversão			218	16.221		1.265		308	1.199	19.211	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2020		15.812	304.940		80.255		161.958		82.469	645.434	670.088	
Custo acumulado			28.322	557.080		143.142		316.486	123.578	1.168.608	1.120.987	
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado (****)			(12.510)	(252.140)		(62.887)		(154.528)	(41.109)	(523.174)	(450.899)	
Saldo em 31 de dezembro de 2020		15.812	304.940		80.255		161.958		82.469	645.434	670.088	
Adições			-	8.914		31.073		22	37.179	77.188	77.702	
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas			-	-		-		(6.046)	-	(6.046)	(6.056)	
Juros capitalizados			2	-		5.217		-	-	5.219	5.145	
Transferência de Bônus de Assinatura (nota explicativa 24)			-	-		-		61.395	-	61.395	61.395	
Baixas			(214)	(3.082)		(3.217)		(8.692)	(1.506)	(16.711)	(16.706)	
Transferências			(1.472)	16.039		(16.967)		9.382	11	6.993	(1.79)	
Transferências para ativos mantidos para venda			(292)	(15.451)		(3.046)		(4.406)	(84)	(23.279)	(17.423)	
Depreciação, amortização e depleção			(532)	(22.833)		-		(23.472)	(23.070)	(69.907)	(74.558)	
Impairment - constituição (nota explicativa 25)			-	(2.089)		(9)		(152)	(23)	(2.273)	(2.272)	
Impairment - reversão (nota explicativa 25)			-	9.623		615		9.953	180	20.371	20.219	
Ajuste acumulado de conversão			(2)	410		509		104	1	1.022	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2021		13.302	296.471		94.430		200.046		95.157	699.406	717.355	
Custo acumulado			22.770	547.365		144.831		345.470	147.222	1.207.658	1.154.481	
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado (****)			(9.468)	(250.894)		(50.401)		(145.424)	(52.065)	(508.252)	(437.126)	
Saldo em 31 de dezembro de 2021		13.302	296.471		94.430		200.046		95.157	699.406	717.355	
			40	20					8			
Tempo de vida útil médio ponderado em anos			(25 a 50) (exceto terrenos)	(3 a 31)			Método da unidade produzida		(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 30.

(***) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados a exploração e produção, exceto plataformas de produção.

(****) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2021 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal (Búzios, Atapu Unitizado, Mero, Sépia Unitizado, entre outros), incluindo a contratação de novos arrendamentos. Destaca-se no ano a transferência do ativo intangível para o ativo imobilizado no valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, no montante de R\$ 61.375, após o início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios.

No grupo de Direito de Uso, a abertura das cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado, estão apresentadas em 31 de dezembro de 2021 da seguinte forma:

	Consolidado				Controladora
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Total	
2020					
Custo acumulado	57.913	58.498	7.167	123.578	139.784
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(16.447)	(15.308)	(821)	(16.129)	(16.236)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(1.308)	(821)	(16.129)	(16.236)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(16.447)	(2.237)	-	(18.684)	(19.463)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(3.706)	(2.590)	(6.296)	(9.499)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	41.466	37.247	3.756	82.469	94.586
2021					
Custo acumulado	74.562	62.875	9.785	147.222	160.538
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(19.652)	(29.410)	(3.003)	(52.065)	(54.117)
Sem cláusula de reajuste contratual		(24.413)	(543)	(24.956)	(26.646)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(19.652)	(1.095)	-	(20.747)	(18.981)
Com cláusula de reajuste contratual - no país		(3.902)	(2.460)	(6.362)	(8.491)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	54.910	33.465	6.782	95.157	106.420

Continuação - 20. Outros ativos e passivos

b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.

c) Gastos com fretamentos de plataformas e aluguel de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.

d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

f) Provisões de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.

g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 16.

Prática contábil

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço e estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

21. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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 no monitoramento das 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 2021 foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R\$ 1.272 (R\$ 797 em 2020). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R\$ 4.948 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

21.1.1. 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.

A Petrobras concluiu as obrigações previstas no acordo assinado com a DoJ, incluindo a evolução do seu programa de integridade e o envio de informações durante os três anos de acordo, que foi atendido integralmente e, portanto, encerrado.

21.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em 30 de 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.

21.1.3. 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.

22. 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. Conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras. Em 06 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes modificaram a quantidade diária contratada (QDC) de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2021, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2022 é de aproximadamente 7,5 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 20,5 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,70 bilhão. Em 1º de janeiro de 2022, o dispositivo contratual referente à prorrogação, anteriormente mencionado, indica uma extensão do GSA até maio de 2024, na base de 20,00 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 1,86 bilhão para o período compreendido entre janeiro de 2023 e maio de 2024.

23.1. Abertura por tempo de vida útil estimada - Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2021



25.1. Imobilizado e Intangível

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão) (***)	Segmento	Comentários
Consolidado					
2021					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	132.449	203.107	(17.839)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	1.370	-	1.370	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.252	4.281	(2.029)	RTC, Brasil	Ver item (c1)
Outros	-	-	394	Diversos	-
Total 2021			(18.104)		
2020					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	220.449	210.524	34.215	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	613	-	613	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b2)
Comperj	1.391	2.732	(1.340)	RTC, Brasil	Ver item (d)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.132	2.018	114	RTC, Brasil	Ver item (c2)
Segmento corporativo	788	-	788	Corporativo	Ver item (e)
Outros	-	-	(50)	Diversos	-
Total 2020			34.340		

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por impairment ou reversões.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de impairment limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "Perda por desvalorização (Reversão)" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa – UGC, a companhia considerou as seguintes projeções:

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto 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-impósitos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2021(*) foram:

Plano Estratégico 2022-2026	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	72	65	60	55	55	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2021)	5,40	5,33	5,19	5,15	5,14	5,08

(*) Na realização dos testes de recuperabilidade do 3º trimestre de 2021, a companhia utilizou um preço médio de Brent de US\$ 69,40 para o ano de 2021 e US\$ 69,20 para o ano de 2022, mantendo-se os preços de 2023 a 2025 inalterados.

Em 2020, as projeções utilizadas nos testes de impairment foram:

Plano Estratégico 2021-2025	2021	2022	2023	2024	2025	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	45	50	50	50	50
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2020)	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes foram:

Setor	31.12.2021	31.12.2020
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	6,4% a.a.	7,1% a.a.
Refino no Brasil	5,5% a.a.	6,1% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	6,2% a.a.	7,4% a.a.
Transporte de Gás	5,4% a.a.	6,4% a.a.
Transporte no Brasil	4,9% a.a.	5,4% a.a.

Ao longo de 2021, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento E&P:
 - (i) Anexações aprovadas pela ANP: anexação dos campos de Guriatã, Guriatã Sul, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Riacho da Barra e Rio Sauipe à concessão de Fazenda Imbé e dos campos Jandaia e Rio da Serra à concessão Tangará, resultando na reconfiguração das UGCs para Fazenda Imbé e Tangará;
 - (ii) Conclusão do processo de desinvestimento do Polo São Mateus 8, Polo Ventura, Polo Miranga e de diversos outros campos, principalmente na UN-BA, com a extinção das respectivas UGCs e baixa dos ativos;
 - (iii) Devolução de concessões à ANP: aprovação pela Administração da devolução das concessões Bijupirá e Salema (UGC Polo Bijupirá-Salema) e Merluza e Lagosta (UGC Polo Merluza). As UGCs foram extintas e seus ativos baixados;
 - (iv) Polo Norte: exclusão das Plataformas P-26, P-32 e P-33 da UGC, em função da decisão da Administração pela venda e parada definitiva das operações das plataformas no campo de Marlim; e
 - (v) Polo SEAP I e SEAP II: inclusão da UGC Polo SEAP I, composto pelos campos Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palomba, e da UGC Polo SEAP II, que compreende os campos Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em função do encerramento exitoso dos planos de avaliação das descobertas nos blocos BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A, BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11.
- UGCs do Segmento Gás e Energia:
 - (i) Gás Natural: a Administração reavaliou a interdependência dos fluxos de entrada de caixa dos ativos da cadeia do gás natural frente ao novo marco regulatório do setor, decidindo pela exclusão da UGC Gás Natural e constituição de novas UGCs: UGC SIP Integrado; UGC UTG de Cacimbas; UGC UTG Sul Capixaba; UGC UPGN Guamaré; UGC UPGN Urucu e UGC UPGN Catu.
 - (ii) Energia: exclusão das Usinas Termoeletricas Arembepe, Muryci e Bahia 1 da UGC, em função da conclusão da venda, em dezembro de 2021, com a consequente baixa dos ativos (nota explicativa 31.2).
- UGCs do Segmento RTC:
 - (i) Abastecimento: exclusão das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN) da UGC, em função do processo de desinvestimentos. A venda da RLAM foi concluída em novembro de 2021 e seus ativos foram baixados, enquanto a REMAN, com contrato de venda assinado em agosto de 2021, constitui um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (ii) SIX: a companhia assinou contrato de venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, em novembro de 2021, passando a compor um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (iii) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): exclusão da UGC referente ao trem 1 do Comperj em função do cancelamento do projeto, sendo os ativos remanescentes agrupados nas seguintes UGCs: (a) Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e (b) UGC Polo GasLub, referente ao conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

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.

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2021

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em reversões de perdas líquidas no montante de R\$ 17.839, predominantemente nas UGCs de produção e refletem a atualização das premissas-chave do plano estratégico, em especial, o aumento no preço do Brent. As principais UGCs com reversões foram:

UGC (*)	Bacia	Área	Perdas (reversões) por desvalorização	Valor Contábil Líquido (**)
Roncador	Bacia de Campos	Pós-Sal	(4.539)	39.483
Polo Norte	Bacia de Campos	Pós-Sal	(3.772)	27.125
Polo Carmópolis	Bacia do Sergipe	Terra e Águas rasas	(3.227)	4.686
Polo Berbigão-Sururu	Bacia de Santos	Pré-Sal	(2.049)	17.141
Albacora Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	(1.947)	8.380
Marlim Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	(253)	13.587
Papa-Terra	Bacia de Campos	Pós-Sal	(208)	218
Polo Uruguaá	Bacia de Santos	Pós-Sal	(186)	457
Marlim Sul	Bacia de Campos	Pós-Sal	(171)	27.915
Outros (***)			(1.487)	11.296
Total			(17.839)	150.288

(*) Polo Carmópolis e Papa-Terra referem-se a UGCs alocadas em projetos de desinvestimentos.

(**) Valor remanescente do ativo, após a realização do teste de recuperabilidade.

(***) Referem-se às perdas e reversões em 39 UGCs.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2020

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 34.215, predominantemente nas UGCs de produção e nos ativos corporativos prestadores de serviço dos campos, e refletem as hibernações ocorridas no primeiro trimestre de 2020 e a atualização das premissas-chave do Plano Estratégico 2021–2025, em especial, a estimativa de queda no preço do Brent, a desvalorização do Real frente ao Dólar e as retrações do PIB global e na demanda.

b1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2021

Nossas avaliações identificaram perdas de R\$ 1.370 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essas perdas devem-se, principalmente, à decisão da Administração pela paralisação em definitivo das plataformas P-26 e P-33 no campo de Marlim (R\$ 1.143).

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2020

Nossas avaliações identificaram uma perda de R\$ 613 relacionada aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essa perda deve-se, principalmente, à decisão da Administração pela não continuidade do projeto de Adequação do Terminal Logístico Inhaúma (Estaleiro Inhaúma), sem previsão orçamentária no horizonte do Plano Estratégico 2021–2025, levando ao reconhecimento de perdas no montante de R\$ 357.

c1) 2º trem de refino da RNEST – 2021

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora a decisão da Administração pela retomada das obras no Plano Estratégico 2022–2026, com previsão de antecipação de entrada em operação em agosto de 2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de R\$ 2.029.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2020

No PE 2021–2025, as estimativas da companhia consideravam a postergação da entrada em operação do 2º trem de refino da RNEST em dois anos em relação ao planejamento anterior. Para os testes de impairment de 2020, os fluxos de caixa do valor em uso do ativo incorporaram tal postergação, implicando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 114.

d) Comperj – 2020

Em nossas avaliações de recuperabilidade do Comperj, a companhia reconheceu reversão de perdas no montante de R\$ 1.340, principalmente, pela redução do investimento estimado para conclusão da obra nas utilidades do Trem 1, decorrente da desvalorização do real em relação ao dólar e da otimização do projeto como um todo.

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 R\$ 788.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicos, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por impairment no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contêm informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por impairment adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de impairment em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade
Ativos com perdas por impairment parcial existente – potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	993	1.093	99
2º Trem da RNEST	RTC	4.289	3.853	435
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.257	3.831	426
Total potencial de perdas		9.539	8.777	960

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (*)	Sensibilidade (**)
Ativos com perdas por impairment existente – potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	993	1.092	99
2º Trem da RNEST	RTC	4.289	4.710	421
Utilidades de Itaboraí	G&E	4.257	4.683	426
Total potencial de reversão		9.539	10.485	946

(*) O valor recuperável foi sensibibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2021.

(**) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de impairment a ser revertido no limite do saldo de impairment acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil

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*).

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão) (***)	Segmento
Consolidado				
2021				
Usinas termoeletricas	509	68	441	Energia, Brasil
Participações societárias – Breitener	595	248	347	Energia, Brasil
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás – Brasil	262	-	262	E&P, Brasil
Refinarias e ativos logísticos associados	1.425	1.215	210	RTC, Brasil
Outros	-	-	(46)	-
Total 2021			1.214	
2020				
Campos de produção de óleo e gás – Diversos	-	1.448	(342)	E&P, Brasil
Navios Cartola e Ataulfo Alves	416	97	319	RTC, Brasil
Outros	-	-	(58)	-
Total 2020			(81)	

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por impairment ou reversões.
 (***) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.

(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de impairment limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "Perda por desvalorização (Reversão)" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Em 2021 também foram reconhecidas no resultado perdas em ativos mantidos para venda, no montante de R\$ 1.214, decorrentes da avaliação a valor justo líquido de despesas de venda, principalmente por:

- UTEs Polo Camaçari: conclusão da venda das Usinas Termoeletricas Arembepe, Muryci e Bahia 1, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia, que resultou no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 441;
- Breitener: venda da empresa Breitener Energética S.A., no estado do Amazonas, resultando no reconhecimento de perdas líquida no montante de R\$ 347;
- Equipamentos vinculados às atividades de produção de óleo e gás: aprovação do processo de alienação da plataforma P-32, resultando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 262; e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no estado do Amazonas, com reconhecimento de perdas no montante de R\$ 69, e da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, com perdas reconhecidas no montante de R\$ 141.

Em 2020, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, a companhia reconheceu reversões de perdas na recuperabilidade do valor contábil dos ativos no montante de R\$ 81, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Polo Recôncavo – conjunto de 14 concessões localizadas em águas rasas e em terra, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 177;
- Polo Rio Ventura – conjunto de 8 concessões terrestres, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 95;
- Polo Fazenda Belém – campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 70; e
- Navios Cartola e Ataulfo Alves – navios da Transpetro negociados, com reconhecimento de perdas no montante de R\$ 319.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 31.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

Prática contábil

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.



Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

25.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem e Petrobras Distribuidora S.A. - BR, atual Vibra Energia)

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 2021, 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 R\$ 16.421, conforme descrito na nota explicativa 29.4. Em 31 de dezembro de 2021, 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 6,2% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram aquelas divulgadas anteriormente.

Em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o modelo de venda de até 100% das ações preferenciais, a ser conduzido por meio de oferta pública secundária de ações (follow-on), conforme Term Sheet celebrado com a Novonor (controladora da Braskem).

Em 17 de janeiro de 2022, a Petrobras registrou pedido de oferta pública de distribuição secundária de ações preferenciais da Braskem. Entretanto, em 28 de janeiro de 2022, a oferta foi cancelada em decorrência da instabilidade das condições do mercado, que resultaram em níveis de demanda e preço não apropriados para a conclusão da transação.

BR, atual Vibra Energia

Em 26 de agosto de 2020, o CA aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na Petrobras Distribuidora.

Nesse contexto, a companhia avaliou a recuperabilidade do investimento com base no valor em uso, que inclui o valor de venda, considerando a intenção de venda das ações. Como o valor em uso obtido foi inferior ao valor de investimento registrado, as avaliações de recuperabilidade indicaram a existência de perda por *impairment* no montante de R\$ 778, reconhecida no terceiro trimestre de 2020. A taxa de desconto pós-imposto aplicada foi de 11,1%, em termos nominais, tendo em conta o custo de capital próprio, dada a metodologia adotada no valor em uso.

Em continuidade ao processo de alienação, em 30 de junho de 2021, o CA aprovou o preço por ação ordinária de emissão da Petrobras Distribuidora S.A., no valor de R\$ 26,00, no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de Ações de titularidade da Petrobras, resultando num montante de venda de R\$ 11.264, líquido dos custos de transação.

A avaliação da recuperabilidade do investimento com base no fluxo de caixa decorrente da venda, resultou no reconhecimento de reversões de perdas por desvalorização líquidas no montante de R\$ 2.019, registradas no primeiro semestre de 2021 (reconhecimento de perdas de R\$ 2.409 em 2020). Em 5 de julho de 2021, houve o encerramento da operação, conforme nota explicativa 31.2.

25.3.2. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 28 de julho de 2021, a Administração aprovou a venda da totalidade de sua participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), conforme nota explicativa 31.1. A Gaspetro detém participações em 19 distribuidoras de gás, que exploram com exclusividade os serviços locais de distribuição de gás canalizado em diversos estados do Brasil. Os investimentos foram classificados no grupo ativos mantidos para venda, sem a indicação da existência de perdas por *impairment*.

25.3.3. Perdas em Outros Investimentos

Em 2021, a companhia reconheceu perdas líquidas por desvalorização sobre o resultado de participação de outros investimentos no montante de R\$ 115. Em 2020, o montante das perdas somou R\$ 264, principalmente em função das perdas no empreendimento controlado em conjunto no exterior MP Gulf of Mexico no valor de R\$ 287, decorrentes da revisão das premissas-chaves e considerando uma taxa real de desconto pós-imposto de 5,4% a.a., bem como na BSBIO no valor de R\$ 115, 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.

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

Estas atividades 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 às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo (*)	31.12.2021	31.12.2020
Imobilizado		
Saldo inicial	15.716	17.175
Adições	2.492	2.168
Baixas	(1.025)	(1.066)
Transferências	(6.099)	(2.667)
Ajustes acumulados de conversão	45	106
Saldo final	11.127	15.716
Intangível (**)	14.376	75.489
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	25.503	91.205

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

(**) O valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa, foi transferido do ativo intangível para o ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, conforme descrito na nota explicativa 24.1.

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:

	2021	Consolidado 2020
Despesas com geologia e geofísica	1.935	1.522
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	1.365	2.379
Penalidades contratuais de conteúdo local	250	202
Outras despesas exploratórias	181	67
	3.731	4.170

	2021	2020
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.116	1.589
Investimentos	2.974	2.727
	5.090	4.316

Em 2021, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de poços exploratórios em projetos no *ring fence* de Golfinho (R\$ 546) e Marlim Leste (R\$ 174) e em blocos da Bacia de Campos (R\$ 385) e Bacia Potiguar (R\$ 208).

No exercício de 2021, a Petrobras reconheceu provisões decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 158 blocos com fase exploratória encerrada (186 blocos em 2020).

Prática contábil

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 à área ou ao bloco exploratório. 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, se o volume de reservas descobertas justificar 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 26.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área 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.

26.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

	2021	2020
Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	757	615
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	10.370	15.101
Saldo final	11.127	15.716
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	22	38

	2021	Número de poços
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano		
2020	271	2
2017	217	1
2016 e anos anteriores	9.882	31
Saldo total	10.370	34

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 10.370 para 22 projetos, que incluem 34 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 8.053 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R\$ 2.317 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnicas e econômicas para a definição das reservas e decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos.

27. 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 R\$ 8.783 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 8.783 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 6.934 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 1.849 referem-se a garantias bancárias.

28. Parcerias em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia detém participação em 85 consórcios com 37 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 55 consórcios (98 consórcios, 40 empresas parceiras e operadora de 55 parcerias em 31 de dezembro de 2020).

Não houve novas parcerias assinadas em 2021. As parcerias formadas em 2020 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras (*)
ARAM (*)	Bacia de Santos	80%	CNODC - 20%	Petrobras	2020	Partilha	2.040
BT-SEAL-13A	Bacia Sergipe- Alagoas	50%	Petrogal - 50%	Petrogal	2020	Concessão - Desmembramento	N/A
BÚZIOS - ECO (*)	Bacia de Santos	90%	CNODC - 5% CNOOC - 5%	Petrobras	2020	Partilha	61.675
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP Energy do Brasil - 30%	Petrobras	2020	Concessão	N/A

(*) Os bônus referentes a Aram e Búzios foram pagos em 2019, ano de realização das respectivas rodadas - Primeira Rodada de Licitações do Excedente de Cessão Onerosa e 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção.

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2021 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	756,0	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC - 5% CNOOC - 5%	150,8	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	116,1	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	114,8	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	43,0	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell - 25% Total - 22,5% Petrogal - 10%	26,2	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec - 10%	24,9	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell - 25% Total - 22,5% Petrogal - 10%	18,7	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	10,4	Partilha
Oeste de Atapu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell - 25% Total - 22,5% Petrogal - 10%	10,4	Concessão
Total				1.271,3	

Prática contábil

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, quanto a venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e iv) 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.

28.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P, assim como contratos resultantes de operações de desinvestimentos e parcerias estratégicas vinculados a esses consórcios. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Berbigão, Sururu, Albacora Leste, Tartaruga Verde e Mero.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
Saldo inicial	1.925	456
Adições/(baixas) no Imobilizado	(359)	1.500
Pagamentos realizados	-	(89)
Outras despesas (receitas) operacionais	467	58
Saldo final	2.033	1.925

Em 31 de dezembro de 2021, a Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP de R\$ 2.033 (R\$ 1.925 em 31 de dezembro de 2020). No exercício de 2021, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas de R\$ 467, refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos Concluídos

a) Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora

Em dezembro de 2021 foram assinados diversos Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGVs), com os parceiros Shell, Total, Sonangol, CNODC e CNOOC e a PPSA, referentes às jazidas de Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora, que resultaram no montante total a receber de R\$ 479, sendo R\$ 42 reconhecidos em outras receitas operacionais no exercício de 2021.

Nos AEGVs de Mero, Brava e Pré-Sal de Albacora, a PPSA, representando a União, é devedora no valor total de R\$ 443 e os montantes envolvidos serão quitados por meio do quinhão da produção ao longo dos próximos anos, sendo que, no caso do Pré-Sal de Albacora, a quitação somente terá início após a aprovação do AIP pela ANP. O reconhecimento contábil se dará mediante a transferência da produção da União, da área não contratada, por meio de aquisição originária.

Prática contábil

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 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, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporem benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.



29. Investimentos

29.1. Investimentos diretos (Controladora)

	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 Internacional Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	273.167	10.228	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	6.162	1.219	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	375	1.403	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	2.258	250	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1.202	(242)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	143	20	Brasil
Termomacacê S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	490	56	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	620	7	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	593	32	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	279	(24)	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia S.A.. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	66	31	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,15	52	39	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	49,00	34	16	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1	(1)	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	333	811	Brasil
Refinaria de Canoas S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Paraná Xisto S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	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
Associação Petrobras de Saúde	Corporativo e outros negócios	93,47	93,47	496	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	289	116	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	72	23	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	886	(114)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	117	246	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	38	(1)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	72	16	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	(20)	(117)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	82	31	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIO5	Corporativo e outros negócios	50,00	50,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,15	47,03	12.764	13.493	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	597	463	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	28,56	795	489	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	457	295	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	(2)	(1)	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	13	5	Brasil

(i) Sociedades em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor aproximado de R\$ 304 mil para cada empresa.
(ii) Informações relativas a 30.09.2021, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2021, a companhia realizou a venda de algumas participações societárias, com destaque para os seguintes desinvestimentos:
* Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) – venda da participação remanescente de 10%;
* Petrobras Distribuidora S.A. (BR), atual Vibra Energia – venda da participação remanescente de 37,5%;
* Refinaria de Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados no estado da Bahia - venda de 100% das ações.
Para mais informações sobre as operações mencionadas acima e demais movimentações societárias, vide nota explicativa 31. A Petrobras Internacional Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:
* Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;

* Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de *bonds* e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
* Petrobras America Inc. - PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC); e
* Petrobras Netherlands BV - PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guarã BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversões SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda.

29.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2021
Controladas									
PIB BV	218.797	-	4.353	-	13.115	18.156	-	-	254.421
Transpetro	4.785	-	-	-	1.275	113	681	(795)	6.059
PB-LOG	-	-	417	-	1.056	-	-	(1.473)	-
PBIO	1.432	-	-	-	(242)	-	12	-	1.202
Gaspetro	1.149	-	-	(1.197)	99	-	-	(51)	-
Breitener	675	-	-	(884)	218	-	-	(9)	-
Outras Controladas (*)	1.939	8.150	708	(7.610)	(577)	42	381	(613)	2.420
Operações em conjunto	164	-	-	-	70	-	-	(54)	180
Empreendimentos controlados em conjunto	237	55	-	(90)	77	1	(8)	(163)	109
Coligadas									
NTS	913	-	(931)	-	100	-	-	(82)	-
BR (atual Vibra Energia)	9.678	-	-	(11.264)	2.263	-	-	(677)	-
Demais coligadas (**)	2.087	-	11	(54)	5.000	576	116	(2.320)	5.416
Total	241.856	8.205	4.558	(21.099)	22.454	18.888	1.182	(6.237)	269.807
Outros investimentos	19	-	(1)	-	-	-	-	-	18
Total dos Investimentos	241.875	8.205	4.557	(21.099)	22.454	18.888	1.182	(6.237)	269.825
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda	-	-	-	-	617	-	-	-	-
					23.071		1.182		

(*) Os aportes de capital foram realizados na Refinaria de Mataripe através de transferências de ativos, sendo reclassificados em seguida para ativos mantidos para venda, bem como na Associação Petrobras de Saúde - APS.
(**) Inclui Braskem.

Constituição da Associação Petrobras de Saúde (APS) e tratamento contábil dos aportes

A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades sociais ou assistenciais, neste caso a assistência à saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras, conforme os requerimentos previstos no CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas.

Mediante convênios celebrados entre as patrocinadoras e APS, são realizadas transferências de recursos financeiros para formação do capital regulatório estabelecido pela Agência Nacional de Saúde (ANS), com o objetivo de garantir a cobertura aos seus beneficiários. Esses recursos serão reconhecidos nas patrocinadoras, em suas demonstrações individuais, como investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.
Em 31 de dezembro de 2021, o saldo do investimento na APS é de R\$ 464, classificado em controladas.

29.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Transferências para mantidos para venda	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em Conjunto									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.903	-	-	-	655	148	-	(547)	2.159
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	1.551	1	-	(1.607)	200	-	-	(145)	-
Companhia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	428	-	-	-	176	33	-	(89)	548
Demais empresas	350	55	-	(90)	61	8	(8)	(244)	132
Coligadas									
NTS	913	-	(931)	-	100	-	-	(82)	-
BR (atual Vibra Energia)	9.678	-	-	(11.264)	2.263	-	-	(677)	-
Demais empresas (*)	2.167	88	18	(54)	4.972	583	116	(2.321)	5.569
Outros Investimentos	20	-	(1)	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	17.010	144	(914)	(13.015)	8.427	772	108	(4.105)	8.427

(*) Inclui Braskem.

29.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2021	31.12.2020		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	56,75	25,22	12.055	5.357
Braskem	75.762	75.762	PNA	57,63	23,57	4.366	1.786
Total	288.189	288.189				16.421	7.143

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.
As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, para fins de teste de recuperabilidade do investimento, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

29.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 2.252 (R\$ 2.740 em 2020), principalmente: R\$ 1.108 da Gaspetro (R\$ 1.107 em 2020), R\$ 921 do FIDC (R\$ 1.000 em 2020), R\$ 163 da TBG (R\$ 204 em 2020) e R\$ 335 em entidades estruturadas em 2020.

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Ativo circulante	2.579	423	-	4.664	66.793	20.528	745	1.187
Ativo realizável a longo prazo	-	260	-	2.388	-	-	2	1
Investimentos	-	1.551	-	-	-	-	1	-
Imobilizado	-	2	-	-	-	-	1.555	1.626
Outros ativos não circulantes	-	270	-	-	-	-	15	10
	2.579	2.507	-	7.052	66.793	20.528	2.318	2.824
Passivo circulante	321	129	-	5.418	21	3	611	1.070
Passivo não circulante	-	120	-	685	-	-	1.374	1.335
Patrimônio líquido	2.258	2.258	-	949	66.772	20.525	333	419
	2.579	2.507	-	7.052	66.793	20.528	2.318	2.824
Receita operacional líquida	713	426	-	-	-	-	1.766	1.600
Lucro líquido do exercício	254	330	(719)	(1.007)	2.447	2.145	811	572
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	37	(21)	(1.798)	1.170	(1.699)	9	228	128



Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



A Gaspetro, controlada da Petrobras (51%), é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado. Em 28 de julho de 2021, a companhia assinou contrato para a venda da totalidade da participação na Gaspetro, para mais informações vide nota explicativa 31.

Em 2020, o grupo de entidades estruturadas contemplava Charter Development LLC – CDC, com o objetivo de construir, adquirir e afretar FPSOs, e Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI, com atividades de coqueamento retardado e hidrotreatamento de nafta de coque na Refinaria Henrique Lage – REVAP. Ambas passaram por reestruturções societárias no exercício de 2021, conforme nota explicativa 31.

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e/ou "não performados" de operações realizadas

pelos empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia-Brasil, e controlada da Petrobras, que possui 51% de participação nesta companhia.

29.6. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	Empreendimentos controlados em conjunto			2021 Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			2020 Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC		No país ^(*)	País	MP Gulf of Mexico, LLC		No país
		Outras empresas no exterior				Outras empresas no exterior		
Ativo Circulante	4.644	2.374	1.412	40.784	4.129	1.440	713	51.735
Ativo Realizável a Longo Prazo	2.072	1.133	63	13.027	2.002	1.344	19	20.559
Imobilizado	2.575	14.971	1.087	38.198	2.559	12.370	327	51.516
Outros ativos não circulantes	2.566	5	4	3.008	2.506	10	-	3.957
	11.857	18.483	2.566	95.017	11.196	15.164	1.059	127.767
Passivo Circulante	4.064	1.807	703	25.850	2.976	1.185	304	37.793
Passivo não Circulante	2.885	3.474	202	61.199	3.436	4.100	88	76.756
Patrimônio Líquido	4.875	11.043	1.091	9.421	4.610	7.976	422	14.773
Participação dos Acionistas não Controladores	33	2.159	570	(1.453)	174	1.903	245	(1.555)
	11.857	18.483	2.566	95.017	11.196	15.164	1.059	127.767
Receita Operacional Líquida	15.899	6.142	-	111.273	10.602	3.856	-	146.556
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	842	3.424	493	15.219	477	(3.132)	45	837
Percentual de Participação - %	20 a 83%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%	23,5 a 83%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%

(*) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de 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 às adotadas pela companhia.

As entidades estruturadas são aquelas desenhadas de modo que os direitos de voto, ou similares, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade.

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucros não realizados oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio. No empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de exploração e produção, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que as entidades se tornam coligadas, controladas, associações sem fins lucrativos e empreendimentos controlados em conjunto. Nas operações em conjunto, apenas aquelas constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais operações em conjunto, a companhia reconhece seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP considerando as práticas contábeis da Petrobras. As distribuições recebidas dessas investidas reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e goodwill

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é mensurado pelo montante cuja soma: (i) da contraprestação transferida em troca do controle da adquirida; (ii) do montante de quaisquer participações de não controladores na adquirida; (iii) e no caso de combinação de negócios realizada em estágios, do valor justo da participação do adquirente na adquirida imediatamente antes da combinação; excede o valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando tal somatório for inferior ao valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultam em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido, incluindo custos de transação diretamente relacionados, e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

30. Informações por Segmento – Ativo

As informações segmentadas refletem a estrutura de avaliação da alta administração em relação ao desempenho e à alocação de recursos aos negócios.

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2021

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	33.672	70.822	21.418	73.995	(31.660)	168.247
Não circulante	597.740	121.076	37.669	48.220	(1)	804.704
Realizável a longo prazo	28.136	12.342	1.795	37.720	(1)	79.992
Investimentos	2.194	5.412	662	159	-	8.427
Imobilizado	552.654	102.788	34.829	9.135	-	699.406
Em operação	486.676	89.770	20.868	7.662	-	604.976
Em construção	65.978	13.018	13.961	1.473	-	94.430
Intangível	14.756	534	383	1.206	-	16.879
Ativo	631.412	191.898	59.087	122.215	(31.661)	972.951

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2020

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	27.713	42.455	10.264	79.700	(17.809)	142.323
Não circulante	597.341	124.092	43.241	80.413	9	845.096
Realizável a longo prazo	24.657	13.196	5.070	62.042	9	104.974
Investimentos	2.026	2.081	3.152	9.751	-	17.010
Imobilizado	494.838	108.308	34.373	7.915	-	645.434
Em operação	441.285	95.122	22.345	6.427	-	565.179
Em construção	53.553	13.186	12.028	1.488	-	80.255
Intangível	75.820	507	646	705	-	77.678
Ativo	625.054	166.547	53.505	160.113	(17.800)	987.419

As práticas contábeis para as informações por segmento estão descritas na nota explicativa 12 - Informações por Segmento - Resultado.

31. Vendas de ativos e outras reestruturções 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:

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020
					Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	72	-	72	74
Contas a receber	-	-	175	-	175	126
Estoques	-	379	29	-	408	23
Investimentos	1	1	1.170	-	1.172	355
Imobilizado	10.274	748	1	-	11.023	3.318
Outros	-	7	1.038	-	1.045	185
Total	10.275	1.135	2.485	-	13.895	4.081
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Fornecedores	-	-	9	-	9	110
Financiamentos	-	-	-	5	5	70
Provisão para desmantelamento de área	4.646	-	-	-	4.646	3.326
Outros	-	-	180	-	180	53
Total	4.646	-	189	5	4.840	3.559

31.1. Operações não concluídas

Os ativos e passivos correspondentes às operações descritas a seguir, operações não concluídas, apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2021.

Transação	Comprador	Data da aprovação para assinatura	Valor (*)	Outras informações
Venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Baía Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Ago/2020	US\$ 35,2 milhões	a
Venda da totalidade da participação em quatorze 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.	Dez/2020	US\$ 250 milhões	b
Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)	DBO Energia e OP Energia, atual 3R Offshore	Jan/2021	US\$ 12,5 milhões	c
Venda da totalidade da participação em um conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas, localizadas no estado de Alagoas, e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN de Alagoas.	Petromais Global Exploração e Produção S.A., atual Origem Energia S.A..	Jun/2021	US\$ 300 milhões	d
Venda da totalidade da participação de 62,5% no campo de produção de Papa-Terra, localizada na Baía de Campos	3R Petroleum Offshore S.A	Jul/2021	US\$ 15,6 milhões	e
Venda da totalidade da participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	Compass Gás e Energia S.A.	Jul/2021	2.030	f
Venda das ações da empresa que detém a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas	Ream Participações S.A. (de mesma propriedade da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. - Atem)	Ago/2021	US\$ 189,5 milhões	g
Exercício da opção de compra da parcela adicional de 5% no Contrato de Cessão Onerosa e no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios	CNOOC Petroleum Brasil Ltda (CNOOC)	Set/2021	US\$ 2,08 bilhões	h
Venda das ações da empresa que detém a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada no estado do Paraná.	Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources), subsidiária integral da Forbes & Manhattan Inc. (F&M)	Nov/2021	US\$ 33 milhões	i
Venda da totalidade da participação em onze concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizados em Sergipe, denominados conjuntamente de Polo Carmópolis	Carmo Energy S.A.	Dez/2021	US\$ 1,1 bilhão	j

(*) Valor da transação, que não contempla ativos contingentes.

a) Venda dos campos terrestres no Ceará (Polo Fazenda Belém)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 8,8 milhões recebidos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 16,4 milhões no fechamento da transação e; (iii) US\$ 10 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação.

Tais valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da operação e estão sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

b) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Recôncavo)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 10 milhões na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

Os valores não consideram potenciais ajustes futuros devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

c) Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 5 milhões recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 7,5 milhões a serem recebidos no fechamento da transação; e (iii) US\$ 42,5 milhões em recebimentos 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 de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

d) Venda de campos terrestres, de águas rasas (Polo Alagoas) e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN em Alagoas

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 60 milhões recebidos na data de assinatura do contrato e; (ii) US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

e) Venda do Campo de Papa-Terra

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 6,0 milhões recebidos na data da assinatura; e (ii) US\$ 9,6 milhões no fechamento da transação. Adicionalmente, há US\$ 90,0 milhões em recebimentos contingentes (ativo contingente) previstos em contrato, relacionados a níveis de produção do ativo e preços futuros do petróleo. 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.

f) Venda da Gaspetro

O recebimento (R\$ 2.030) será no fechamento da transação, sujeito aos ajustes previstos no contrato.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE. Além disso, até o fechamento da operação, a Petrobras observará as disposições constantes dos acordos de acionistas da Gaspetro e das distribuidoras de gás natural, inclusive quanto aos direitos de preferência, conforme aplicáveis.

g) Venda da REMAN

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 28,4 milhões recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 161,1 milhões a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato.

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE.

h) Contrato de Cessão Onerosa e o Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios

As informações sobre as condições dos contratos estão descritas na nota explicativa 24.1 – Intangível – Excedentes de Cessão Onerosa – Búzios.

i) Venda da SIX

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 3 milhões recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 30 milhões a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato. O contrato prevê ainda pagamentos contingentes (*earn out*).

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE e ANP.

j) Venda de campos terrestres em Sergipe (Polo Carmópolis)

As condições de recebimento são: (i) R\$ 1,5 bilhão (US\$ 275 milhões) recebido em 17 de janeiro de 2022, a título de sinal; (ii) US\$ 550 milhões no fechamento da transação; e (iii) US\$ 275 milhões no prazo de 12 meses após o fechamento.

Os valores estão sujeitos a ajustes devidos no fechamento da transação, que está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação do CADE e ANP.





31.2. Operações concluídas

As principais operações de vendas de ativos estão apresentadas a seguir:

Transação	Comprador	Data da assinatura (A) e Data de fechamento (F)	Valor de venda (*) (**)	Valor de fechamento em outras moedas (***)	Ganho (perda) (****)	Outras informações (*****)
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.	PetroRio	A Nov/2019 F Fev/2021	206	US\$ 43,5 milhões	394	a
Venda da totalidade da participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA) pela Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSA)	DISA Corporación Petrolífera S.A.	A Ago/2019 F Fev/2021	369	US\$ 68,17 milhões	(14)	b
Venda da totalidade de ações (50%) na BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios) pela Petrobras Biocombustível S.A.	RP Participações em Biocombustíveis S.A.	A Dez/2020 F Fev/2021	253	-	(1)	c
Venda da totalidade das participações (49%) em três sociedades geradoras e comercializadoras de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte: Eólica Manguê Seco 1, Eólica Manguê Seco 3 e Eólica Manguê Seco 4	V21 Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Dez/2020 F Abr/2021	142	-	103	d
Venda da participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)	Nova Infraestrutura Gasodutos Participações S.A.	A Abr/2021 F Abr/2021	1.539	-	609	e
Venda da totalidade da participação de 51% da sociedade geradora e comercializadora de energia elétrica, no estado do Rio Grande do Norte, Eólica Manguê Seco 2.	Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Pirineus (FIP Pirineus)	A Fev/2021 F Mai/2021	34	-	23	f
Venda da totalidade da participação em oito campos terrestres de E&P, conjuntamente denominados Polo Rio Ventura, localizados na Bahia	3R Rio Ventura S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	A Ago/2020 F Jul/2021	522	US\$ 96,9 milhões	563	g
Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR, atual Vibra Energia)	-	A Jun/2021 F Jul/2021	11.358	-	-	h
Cessão da participação de 10% no campo de Lapa e 10% na Lapa Oil & Gas BV	Total Energies	A Dez/2018 F Ago/2021	261	US\$ 49,4 milhões	67	i
Venda da totalidade de participação de 40% na empresa GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda (GásLocal)	White Martins Gases Industriais Ltda.	A Set/2020 F Set/2021	23	-	(3)	j
Venda de 100% das ações da Refinaria Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, no estado da Bahia	MC Brazil Downstream Participações, empresa do grupo Mubadala Capital	A Mar/2021 F Nov/2021	10.119	US\$ 1,8 bilhão	3.190	k
Venda das participações de 20% na Termelétrica Potiguar S.A. (TEP) e de 40% na Companhia Energética Manauara S.A. (CEM)	Global Participações Energia S.A., por meio de subsidiárias	A Jul/2021 F Nov/2021	156	-	23	l
Venda da totalidade da participação acionária de 93,7% na empresa Breitener Energética S.A. (Breitener), no estado do Amazonas	Breitener Holding Participações S.A., subsidiária integral da Ceiba Energy LP.	A Ago/2021 F Nov/2021	192	-	(56)	m
Venda da totalidade da participação em nove campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Miranga, localizados no estado da Bahia	SPE Miranga S.A., subsidiária da PetroRecôncavo S.A.	A Fev/2021 F Dez/2021	848	US\$ 153,8 milhões	736	n
Venda da totalidade da participação em doze campos terrestres de E&P, denominados Polo Remanso, no estado da Bahia	PetroRecôncavo S.A.	A Dez/2020 F Dez/2021	91	US\$ 16,3 milhões	141	o
Venda da totalidade de participação em vinte e sete concessões terrestres de E&P, localizadas no Espírito Santo, denominadas conjuntamente Polo Cricaré	Karavan Seacrest SPE Cricare	A Ago/2020 F Dez/2021	219	US\$ 38,7 milhões	206	p
Venda de três usinas termelétricas movidas a óleo combustível, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia (UTES Polo Camaçari)	São Francisco Energia S.A., subsidiária da Global Participações em Energia S.A.	A Maio/2021 F Dez/2021	61	-	(139)	q
			26.393	-	5.842	

(*) Valor acordado na assinatura da transação, acrescido de ajuste de preço do fechamento, quando previsto no contrato.

(**) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.

(***) Valor contratual e de ajustes de preços de operações negociadas em moeda diferente do real.

(****) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 10 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

(*****) Descreve prazos, condições precedentes e outras informações.

As operações foram concluídas após cumprimento de condições precedentes.

a) Venda do Campo de Frade

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 36 milhões, que inclui a receita auferida pela venda do estoque de óleo residual da Petrobras, na data do fechamento da transação, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos em contratos. Na assinatura do contrato, foi recebido, adicionalmente, o montante de US\$ 7,5 milhões. O valor total da transação, de US\$ 100 milhões, foi ajustado com base no lucro auferido pela Petrobras no período de 1º de julho de 2019, data base da transação, a 5 de fevereiro de 2021, data de fechamento da transação. Além disso, há o montante de US\$ 20 milhões contingente à uma potencial descoberta comercial no campo.

b) Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

A transação foi concluída com o recebimento de US\$ 62 milhões. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 6,17 milhões recebidos pela PUSAI na data de assinatura do contrato, foi recebido, adicionalmente, o montante de US\$ 7,5 milhões. O valor de R\$ 185 foi reclassificado para resultado como outras despesas operacionais, decorrente da variação cambial frente ao dólar, anteriormente reconhecida no patrimônio líquido da PUDSA como ajuste acumulado de conversão.

c) Venda da BSBios

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 253, já com os ajustes previstos no contrato. Além desse valor, R\$ 67 estão mantidos em conta vinculada (escrow) para indenização de eventuais contingências e serão liberados conforme prazos e condições previstas em contrato e R\$ 2 foram recebidos antecipadamente na forma de juros sobre capital próprio em dezembro de 2020.

d) Vendas de Manguê Seco 1, 3 e 4

As transações foram concluídas com o recebimento de R\$ 44 (Eólica 1) e R\$ 78 (Eólicas 3 e 4), já com os ajustes previstos no contrato de compra e venda de ações. Em relação as Eólicas 3 e 4, o montante de R\$ 23 foi recebido adicionalmente na assinatura do contrato, totalizando R\$ 101 para esses ativos.

e) Venda de parcela de participação de 10% na NTS

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 1.539, na data da assinatura e conclusão da venda, após ajustes contratuais em função da data-base da operação.

f) Venda de Manguê Seco 2

A transação decorre do exercício do direito de preferência pelo FIP Pirineus, em conformidade com o acordo de acionistas da Eólica Manguê Seco 2.

A operação foi concluída com recebimento total de R\$ 34, já com os ajustes previstos no contrato de compra e venda de ações.

g) Venda do Polo Rio Ventura

Recebimento ocorreu em julho de 2021, no montante de US\$ 33,9 milhões, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido no fechamento agrega ao montante de US\$ 3,8 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda, em agosto de 2020.

A companhia ainda receberá as seguintes parcelas, sujeitas a ajustes: (i) US\$ 16 milhões que serão recebidos em janeiro de 2024; e (ii) US\$ 43,2 milhões de recebimentos contingentes relacionados a preços futuros do petróleo. Deste montante contingente, foram reconhecidos R\$ 116 em setembro de 2021 (equivalente a US\$ 21,6 milhões) e R\$ 126 em dezembro de 2021 (equivalente a US\$ 21,6 milhões), em outras receitas operacionais.

h) Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR) – atual Vibra Energia

Em 17 de junho de 2021, a Petrobras protocolou o pedido de registro de oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Petrobras Distribuidora S.A. (BR), com divulgação de Prospecto Preliminar da Oferta. O percentual das ações ofertadas foi de 37,5% do capital social da BR, que corresponde à totalidade da participação atualmente detida pela Petrobras.

Em 30 de junho de 2021, a Petrobras aprovou o preço por ação ordinária de emissão da BR no valor de R\$ 26,00, no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de ações, perfazendo o montante de R\$ 11.358. Nesse contexto, houve a reversão líquida de impairment no valor de R\$ 2.019, no período de janeiro a junho de 2021, principalmente registrado no 2º trimestre de 2021, conforme nota explicativa 19.

Em 5 de julho de 2021, houve o encerramento da oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Petrobras Distribuidora S.A. (BR), no montante total de R\$ 11.358, tendo a companhia recebido o valor líquido dos custos de transação (R\$ 11.264).

i) Cessão de participação no campo de Lapa e na Lapa BV

Em 2018, a companhia exerceu a opção de venda dos 10% restantes da participação da Petrobras no Campo de Lapa, incluindo a cessão dos 10% restantes da participação detida pela Petrobras Netherlands B.V. (PNBV) na Lapa Oil & Gas B.V. conforme nota explicativa 10.1 das demonstrações financeiras de 2018. Em agosto de 2021, a operação foi concluída com o recebimento de US\$ 49,4 milhões, já com os ajustes previstos no contrato.

Adicionalmente, em agosto de 2021, houve um ajuste de preço da cessão de direito dos campos de Lapa e lara pela Petrobras e as participações detidas pela PNBV em Lapa BV e lara BV (ver nota explicativa 10.1 das demonstrações financeiras de 2018), com reconhecimento de R\$ 117, como outras receitas operacionais.

j) Venda de participação na GásLocal

O acordo encerrou controvérsias, decorrentes das atividades do Consórcio Gemini e da GásLocal, em especial pendências de arbitragem e temas em discussão judicial. Também prevê ajustes nas condições comerciais para o fornecimento de gás pela Petrobras, na qualidade de consorciada do Consórcio Gemini, até o final de 2023, atendendo a determinação do CADE. Recebimento: (i) R\$ 56 recebidos na assinatura do acordo; e (ii) R\$ 5, sujeitos a correções previstas no respectivo acordo, a serem recebidos no prazo de até 13 meses a contar da data do fechamento do acordo.

k) Venda da RLAM

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 1,8 bilhão, valor que reflete o preço de compra de US\$ 1,65 bilhão, ajustado preliminarmente em função de correção monetária e das variações no capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação.

l) Venda de participações em empresas de energia elétrica

Na conclusão da operação foram recebidos R\$ 79 pela TEP e R\$ 76 pela CEM, já com ajustes previstos nos contratos.

m) Venda de participação na Breitener Energética

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 248, após ajustes contratuais. Adicionalmente, há um valor de R\$ 53 em recebimento contingente, atrelado à remuneração futura da Breitener na venda de energia.

n) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Miranga)

Houve recebimento em dezembro de 2021 de US\$ 47,7 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, além de US\$ 11 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda, em fevereiro deste ano.

A companhia ainda receberá as seguintes parcelas, sujeitas a ajustes: (i) US\$ 80,1 milhões que serão recebidos parcelados em 12, 24 e 36 meses; e (ii) US\$ 85 milhões de recebimentos contingentes relacionados a preços futuros do petróleo. Deste montante contingente, a companhia reconheceu R\$ 84 milhões em dezembro de 2021 (equivalente a US\$ 15 milhões), como outras receitas operacionais. Esse valor receberá atualizações até o momento de seu recebimento.

o) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Remanso)

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 7,3 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, além de US\$ 4 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda.

Ainda haverá recebimento do valor de US\$ 5 milhões em dezembro de 2022, a ser corrigido com base em condições contratuais.

p) Venda de campos terrestres no Espírito Santo (Polo Cricaré)

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 27 milhões, já com os ajustes previstos no contrato, em adição ao valor de US\$ 11 milhões recebidos na assinatura do contrato de venda.

O contrato prevê ainda US\$ 118 milhões em recebimentos contingentes relacionados a preços futuros de petróleo.

q) Venda de usinas termelétricas (UTES Polo Camaçari)

A operação foi concluída com o recebimento de R\$ 61, já com os ajustes previstos no contrato.

31.3. Outras Operações

Em 5 de janeiro de 2021, a Petrobras adquiriu 100% das ações da entidade estruturada Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI) por R\$ 50 mil. A CDMPI foi incorporada pela Petrobras em abril de 2021.

Em 28 de dezembro de 2021, a controlada PIB BV efetuou a aquisição de 100% das ações da entidade estruturada Charter Development LLC (CDC) por US\$ 1.

A diferença entre os valores pagos e o patrimônio líquido das entidades estruturadas CDMPI e CDC, no montante de R\$ 635, foi reconhecida como transação de capital e aumentou o patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras, em contrapartida de redução no patrimônio líquido dos acionistas não controladores, uma vez que a Petrobras já controlava suas operações antes da aquisição.

31.4. Ativos contingentes em vendas de ativos – Operações concluídas em exercícios anteriores

a) Pampo e Enchova

Em 15 de julho de 2020, a Petrobras finalizou a venda da totalidade da sua participação nos dez campos que compõem os Polos Pampo e Enchova para a Trident Energy do Brasil Ltda, conforme nota explicativa 33.2 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Dentre as condições acordadas estão previstos recebimentos condicionados a cenários de Brent, com valor de até US\$ 650 milhões. Deste montante contingente, a companhia reconheceu em 2021 o montante de R\$ 194 (equivalente a US\$ 36 milhões), em outras receitas operacionais.

b) Parcela contingente da venda de participação no Bloco exploratório BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda de sua participação (equivalente a 66%) no bloco exploratório BM-S-8 onde está localizado o campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), no pré-sal da Bacia de Santos, para a Equinor Brasil Energia LTDA. O valor da operação foi de US\$ 2,5 bilhões, em três parcelas, sendo as duas últimas contingentes.

A primeira parcela de US\$ 1,25 bilhão foi recebida em 22 de novembro de 2016. A segunda parcela, no valor de US\$ 300 milhões, foi recebida em 21 de março de 2018.

Em 9 de dezembro de 2021, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Acordo de Individualização da Produção (AIP) dos campos de Bacalhau e Norte de Bacalhau, condição necessária para o recebimento pela Petrobras da terceira e última parcela, no montante de US\$ 950 milhões, correspondente a R\$ 5,3 bilhões, atualizado até 31 de dezembro de 2021. Em função disso, a parcela foi reconhecida em dezembro de 2021, em outras receitas operacionais, e recebida em fevereiro de 2022.

31.5. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
Jan-Dez/2021			
Refinaria de Mataripe (antiga RLAM)	10.119	(656)	9.463
PUDSA	334	(81)	253
Total	10.453	(737)	9.716
Jan-Dez/2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV) (*)	1.144	-	1.144
Liquigas	4.035	(51)	3.984
Total	5.179	(51)	5.128

(*) Valor de US\$ 276 milhões recebidos na data do fechamento da operação.

Prática contábil

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda. A condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses da aprovação. No entanto, a classificação inicial pode ser mantida nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda.

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.

32. Financiamentos

32.1. Saldo por tipo de financiamento

	31.12.2021	Consolidado 31.12.2020	31.12.2021	Controladora 31.12.2020
Mercado Bancário	6.904	26.069	6.817	25.981
Mercado de Capitais	13.975	13.053	13.123	12.145
Bancos de fomento (*)	4.291	6.836	487	1.142
Partes relacionadas	-	-	58.545	10.580
Outros	39	51	-	-
Total no país	25.209	46.009	78.972	49.848
Mercado Bancário	47.573	70.576	23.191	25.908
Mercado de Capitais	108.968	143.557	-	-
Bancos de fomento (*)	-	1.047	-	1.047
Agência de Crédito à Exportação	16.468	17.793	-	-
Partes relacionadas	-	-	360.242	357.471
Outros	1.006	1.056	-	-
Total no exterior	174.015	234.029	383.433	384.426
Total de financiamentos	199.224	280.038	462.405	434.274
Circulante	20.316	21.751	155.461	76.783
Não circulante	178.908	258.287	306.944	357.491

(*) Inclui BNDES, FINAME, FINEP e New Development Bank (NDB)



O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2021	Consolidado		Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2020
Financiamentos de curto prazo	602	5.926	58.546	15.207	
Parcela de financiamentos de longo prazo	17.093	12.382	96.658	61.280	
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.621	3.443	257	296	
Circulante	20.316	21.751	155.461	76.783	

32.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	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	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2020
País	43.251	7.294	(5.543)	(1.720)	2.034	693	-	-	-	46.009
Exterior	211.731	78.229	(122.397)	(14.958)	16.427	7.830	57.593	(28)	(398)	234.029
Total	254.982	85.523	(127.940)	(16.678)	18.461	8.523	57.593	(28)	(398)	280.038
Reestruturação de dívida	-	-	(6.139)	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos vinculados	-	-	-	850	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		85.523	(134.079)	(15.828)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágiões, deságios e custos de transações associados.

	Saldo final em 31.12.2020	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 para Venda	Saldo final em 31.12.2021
País	46.009	-	(22.346)	(1.425)	1.706	1.265	-	-	-	25.209
Exterior	234.029	9.647	(85.125)	(10.922)	12.959	1.074	12.353	-	-	174.015
Total	280.038	9.647	(107.471)	(12.347)	14.665	2.339	12.353	-	-	199.224
Reestruturação de dívida	-	-	(5.838)	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos vinculados (***)	-	-	(240)	192	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		9.647	(113.549)	(12.155)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágiões, deságios e custos de transações associados.

(**) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), com liquidações semestrais em junho e dezembro.

Em 2021, a liquidação de dívidas antigas e o gerenciamento de passivos foram realizados com recursos próprios, além da captação de recursos no mercado de capitais internacional, visando à melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 125.704, destacando-se: (i) o pré-pagamento de R\$ 32.798 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) a recompra e resgate de R\$ 52.551 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 R\$ 5.770; e (iii) pré-pagamento total de R\$ 3.123 de empréstimos com agências de fomento. A companhia captou R\$ 7.257 através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2051.

32.3. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	Consolidado							Valor justo
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	
Financiamentos em Dólares (US\$):	14.167	14.310	18.716	15.325	9.418	84.987	156.923	167.769
Indexados a taxas flutuantes	12.015	14.310	14.935	10.791	6.381	5.007	63.439	
Indexados a taxas fixas	2.152	-	3.781	4.534	3.037	79.980	93.484	
Taxa média dos Financiamentos	5,0%	5,2%	5,5%	5,7%	6,2%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Reais (R\$):	5.616	2.281	3.461	1.177	2.241	10.433	25.209	24.899
Indexados a taxas flutuantes	3.702	1.468	1.468	725	725	2.767	10.855	
Indexados a taxas fixas	1.914	813	1.993	452	1.516	7.666	14.354	
Taxa média dos Financiamentos	5,9%	5,5%	5,0%	4,5%	4,1%	4,6%	4,9%	
Financiamentos em Euro (€):	274	-	76	2.745	-	3.704	6.799	7.517
Indexados a taxas fixas	274	-	76	2.745	-	3.704	6.799	
Taxa média dos Financiamentos	4,7%	-	4,7%	4,7%	-	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	258	-	-	-	4.150	5.885	10.293	11.268
Indexados a taxas fixas	258	-	-	-	4.150	5.885	10.293	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	6,2%	6,4%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2021	20.315	16.591	22.253	19.247	15.809	105.009	199.224	211.453
Taxa média dos financiamentos	5,2%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	6,5%	6,2%	-
Total em 31 de dezembro de 2020	21.751	17.055	30.620	30.977	32.373	147.262	280.038	319.689
Taxa média dos financiamentos	4,6%	4,8%	4,8%	5,1%	5,2%	6,4%	5,9%	-

(*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(**) Em 31 de dezembro de 2021, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 13,39 anos (11,71 anos em 31 de dezembro de 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 115.906 (R\$ 172.717, em 31 de dezembro de 2020); 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 R\$ 95.547 (R\$ 146.972, em 31 de dezembro de 2020).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.3.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

	Consolidado							
Vencimento	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	31.12.2021	31.12.2020
Principal	17.693	17.110	22.721	19.665	16.234	110.584	204.007	286.503
Juros	10.079	9.103	8.645	7.705	7.229	127.763	170.524	202.425
Total (*)	27.772	26.213	31.366	27.370	23.463	238.347	374.531	488.928

(*) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 33.

32.4. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	31.12.2021		
				Contratado	Utilizado	Saldo
No exterior						
(Valores em US\$ milhões)						
P&T BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	5.000
P&T BV (*)	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	-	3.250
Total				8.250	-	8.250
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	-	2.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				6.329	-	6.329

(*) Em abril de 2021, a P&T prorrogou parte da linha de crédito comprometida (*Resolving Credit Facility*). Dessa forma, US\$ 2.050 milhões estarão disponíveis para saque a partir de 28 de fevereiro de 2024 até 27 de fevereiro de 2026.**32.5. Covenants e Garantias****32.5.1. Covenants**

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que institua e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

32.5.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Adicionalmente, há um contrato de financiamento obtido junto ao China Development Bank (CDB) que também possui garantia real, conforme nota explicativa 37.5.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Prática contábil

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

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R\$ 105.041 em *global notes*, emitidas pela PGF, e R\$ 13.123 em debêntures emitidas no Brasil.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, 87%, 3% e 10%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures, com vencimentos entre 2024 e 2034 e sem garantias, não são conversíveis em ações.

	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	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2020
País	43.251	7.294	(5.543)	(1.720)	2.034	693	-	-	-	46.009
Exterior	211.731	78.229	(122.397)	(14.958)	16.427	7.830	57.593	(28)	(398)	234.029
Total	254.982	85.523	(127.940)	(16.678)	18.461	8.523	57.593	(28)	(398)	280.038
Reestruturação de dívida	-	-	(6.139)	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos vinculados	-	-	-	850	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		85.523	(134.079)	(15.828)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

	Saldo final em 31.12.2020	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 para Venda	Saldo final em 31.12.2021
País	46.009	-	(22.346)	(1.425)	1.706	1.265	-	-	-	25.209
Exterior	234.029	9.647	(85.125)	(10.922)	12.959	1.074	12.353	-	-	174.015
Total	280.038	9.647	(107.471)	(12.347)	14.665	2.339	12.353	-	-	199.224
Reestruturação de dívida	-	-	(5.838)	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos vinculados (***)	-	-	(240)	192	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		9.647	(113.549)	(12.155)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágiões, deságios e custos de transações associados.

(**) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), com liquidações semestrais em junho e dezembro.

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.

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (*IBOR Reform*), a companhia segue monitorando os pronunciamentos das autoridades regulatórias, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos *benchmarks*. A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor (*London Interbank Offered Rate*), cujo valor corresponde a aproximadamente 32% de seus financiamentos. As dívidas indexadas à Libor são apresentadas na nota explicativa 32.3.

33. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Saldo final em 31.12.2020	Remensuração/Novos contratos	Pagamentos de principal e juros	Encargos incorridos no período	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferências	Saldo final em 31.12.2021
País	22.556	9.134	(8.404)	1.316	837	-	256	25.695
Exterior	89.954	23.591	(22.996)	5.342	7.070	195	(257)	102.899
Total	112.510	32.725	(31.400)	6.658	7.907	195	(1)	128.594

Em 31 de dezembro de 2021, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 138.238 (R\$ 121.288 em 31 de dezembro de 2020), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente embarcações com a PNBV e Transpetro.

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total	Impostos a recuperar
Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal								
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	14.621	9.172	4.937	2.122	1.358	6.417	38.627	1.216
Outros	616	345	131	70	-	-	1.162	91
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)								
Plataformas	9.489	8.004	8.148	7.890	7.470	66.890	107.891	-
Embarcações	2.630	1.608	1.539	1.199	980	1.037	8.993	-
Contratos com cláusulas de reajuste - país								

Prática contábil

Os custos de transação incorridos na captação de recursos por intermédio da emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

34.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7, reconhecidas contra ações em tesouraria.

34.3. Transações de capital
34.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

34.3.2. 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.

34.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R\$ 7, representadas por 295.669 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

34.4. Destinação do resultado e dividendos

A destinação do lucro líquido do exercício e os dividendos propostos são demonstrados a seguir.

	2021	2020
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	106.668	7.108
Destinação do lucro líquido do exercício:		
Reserva legal	5.333	356
Reserva estatutária	1.027	1.027
Reserva de incentivos fiscais	656	-
Outras reversões/adições	-	14
Dividendos propostos do lucro líquido	99.652	5.711
Total da destinação do lucro líquido do exercício	106.668	7.108
Dividendos propostos do lucro líquido:		
Dividendos mínimos obrigatórios	25.170	4.411
Dividendos adicionais da parcela remanescente do lucro líquido	74.482	1.300
Dividendos propostos do lucro líquido	99.652	5.711
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros		
	1.743	4.561
Total dos dividendos propostos	101.395	10.272

34.4.1. Reservas de lucros
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.

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.

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

No exercício de 2021, foi destinado do resultado o valor de R\$ 656 referente ao incentivo de subvenção para investimentos, integralmente relacionado ao âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Prática contábil

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.

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.

34.4.2. 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, aprovada em 2019 pelo Conselho de Administração e aprimorada em novembro de 2021, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do *Brent* for superior a US\$ 40/bbl, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento da companhia. Esta remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior a US\$ 65 bilhões e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a companhia deverá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de imobilizados e intangíveis, ambos apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia;
- independentemente do seu nível de endividamento, a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar o pagamento de dividendos extraordinários, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da companhia seja preservada;
- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e
- a companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de dividendos mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas.

Prática contábil

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Dividendos propostos

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é assim demonstrada:

	2021	2020
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	106.668	7.108
Apropriação:		
Reserva legal	(5.333)	(356)
Reserva de incentivos fiscais	(656)	-
Outras reversões/adições:	-	(14)
Lucro líquido ajustado	100.679	6.738
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado em 2021	25.170	-
5% do capital social das ações PN em 2020 (prioridade dos preferencialistas)	-	4.411
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente do lucro líquido	74.482	1.300
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	1.743	4.561
Total dos dividendos propostos	101.395	10.272
Ações preferenciais (PN) - R\$ 7,773202 por ação em circulação em 2021 (R\$ 0,787446 por ação em circulação em 2020)	43.545	4.411
Ações ordinárias (ON) - R\$ 7,773202 por ação em circulação em 2021 (R\$ 0,787446 por ação em circulação em 2020)	57.850	5.861

A proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2021 a ser encaminhada à aprovação da AGO de 2022, no montante de R\$ 101.395 (R\$ 7,773202 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R\$ 25.170, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R\$ 76.225, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais.

Os resultados apurados, a geração de caixa e o alcance da meta de endividamento permitiram que a proposta de dividendos do exercício de 2021, no montante de R\$ 101.395, fosse realizada com base na política de remuneração aos acionistas, equivalente a 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional (R\$ 203.126) e as aquisições de ativos imobilizados e intangíveis (R\$ 34.134).

Em 2020, a proposta de remuneração encaminhada pela Administração, e aprovada pela AGO de 2021, foi de R\$ 10.272 (R\$ 0,787446 por ação preferencial e ordinária em circulação), contemplando o dividendo obrigatório equivalente à prioridade

dos acionistas preferencialistas no valor de R\$ 4.411, cujo critério que prevaleceu foi de 5% sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, e os dividendos adicionais de R\$ 5.861 aos acionistas ordinários, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros.

34.5. Antecipações e dividendos a pagar
Antecipações de dividendos

Em 2021, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de antecipações de remuneração aos acionistas no montante de R\$ 63.400 que, atualizados monetariamente pela variação da taxa Selic desde a data do pagamento até 31 de dezembro de 2021, totalizam R\$ 64.075. Adicionalmente, a proposta de remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2021 contempla um pagamento complementar de R\$ 37.320 equivalentes a R\$ 2,8610762 por ação preferencial e ordinária em circulação, conforme a seguir:

	Data da posição acionária	Data de pagamento	Remuneração aos acionistas	
			Valor por ação PN e ON (R\$)	Valor
Dividendos	16.08.2021	25.08.2021	1,6099110	21.000
JCP	01.12.2021	15.12.2021	1,0553610	13.766
Dividendos	01.12.2021	15.12.2021	2,1951260	28.634
Total das antecipações de dividendos e JCP			4,8603980	63.400
Atualização monetária das antecipações - Selic	-	-	0,0517278	675
Total das antecipações de dividendos e JCP atualizados pela Selic			4,9121258	64.075
Dividendos complementares	13.04.2022	16.05.2022	2,8610762	37.320
Total de dividendos propostos			7,7732020	101.395

A antecipação de juros sobre capital próprio (JCP) do exercício de 2021 resultou em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 4.680. Esses juros foram sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95.

Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2021, não há dividendos a pagar aos acionistas da controladora, considerando que as antecipações de dividendos aprovadas foram pagas dentro do exercício.

Os dividendos complementares de R\$ 37.320, equivalente a R\$ 2,8610762 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada na AGO em 13 de abril de 2022, quando serão reconhecidos como passivo, com pagamento previsto para 16 de maio de 2022.

34.6. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2021	2020
Numerador básico e diluído - Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		
Ordinárias	60.858	4.055
Preferenciais	45.810	3.053
	106.668	7.108

Denominador básico e diluído - Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)

Ordinárias	7.442.231.382	7.442.231.382
Preferenciais	5.601.969.879	5.601.969.879
	13.044.201.261	13.044.201.261

Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (R\$ por ação)

Ordinárias	8,18	0,54
Preferenciais	8,18	0,54

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro (ou prejuízo) do exercício 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 de a Petrobras não possuir ações potenciais.

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Nível I	Nível II	Nível III	Valor justo medido com base em
				Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	3.630	-	-	3.630
Derivativos de moeda estrangeira	-	128	-	128
Saldo em 31 de dezembro de 2021	3.630	128	-	3.758
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.388	591	-	3.979
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(1.511)	-	(1.511)
Derivativos de <i>commodities</i>	(6)	(2)	-	(8)
Derivativos de juros	-	(6)	-	(6)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(6)	(1.519)	-	(1.525)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(51)	(1.402)	-	(1.453)

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 32.

No contas a receber, determinados recebíveis são classificados na categoria valor justo por meio do resultado, conforme nota explicativa 13.

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.

36. 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.

36.1. Instrumentos financeiros derivativos

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2021, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

	Valor nominal	Posição patrimonial consolidada		Vencimento
		31.12.2021	Valor Justo Posição Ativa (Passiva) 31.12.2020	
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros (1)	(1.308)	(240)	(6)	(51)
Compra/Petróleo e Derivados	1.380	3.927	-	2022
Venda/Petróleo e Derivados	(2.688)	(4.167)	-	2022
SWAP (2)				
Venda/Óleo de Soja- Posição comprada (2)	(11)	-	(2)	2022
Contratos a Termo				
Venda/Câmbio (BRL/USD) (3)	15	-	1	2022
Compra/Câmbio (GBP/USD) (3)	-	GBP 354	-	121 2021
SWAP				
Câmbio - <i>cross currency swap</i> (3)	GBP 583	GBP 615	127	227 2026
Câmbio - <i>cross currency swap</i> (3)	GBP 442	GBP 600	(277)	(134) 2034
Swap - IPCA	3.008	3.008	(6)	243 2029/2034
Câmbio - <i>cross currency swap</i> (3)	US\$ 729	US\$ 729	(1.234)	(1.268) 2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(1.397)	(862)

(1) Valor nominal em mil bbl

(2) Valor nominal em mil toneladas (operações da PBIO).

(3) Valores em US\$ (dólares) e GBP (libras) representam milhões das respectivas moedas.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício	
	2021	2020
Derivativos de commodities		
Óleo - 36,2 (a)	-	(2.847)
Demais operações - 36,2 (b)	(422)	873
Reconhecido em Outras despesas operacionais	(422)	(1.974)
Derivativos de moeda		
Swap Libra Esterlina x Dólar - 36,3 (b)	(428)	278
NDF - Euro x Dólar - 36,3 (b)	-	(48)
NDF - Libra x Dólar - 36,3 (b)	45	116
Swap CDI x Dólar - 36,3 (b)	(9)	(1.301)
Outros	2	(6)
	(390)	(961)
Derivativos de juros		
Swap - CDI X IPCA	(218)	196
	(218)	196
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	(24.777)	(24.308)
Reconhecido em Resultado Financeiro	(25.385)	(25.073)
Total	(25.807)	(27.047)

(*) Conforme nota explicativa 36.3.





36.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2021	2020	2021	2020
AA	6.427	10.365	-	-
A	6.388	12.279	-	-
BBB	12.879	874	-	-
BB	20.493	21.589	-	-
AAA.br	2.956	3.499	3.877	3.389
AA.br	9.146	10.184	-	226
Outras classificações	121	2.066	-	36
Total	58.410	60.856	3.877	3.651

37. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

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 União, incluindo suas autarquias e fundações; Fundação Petros; Associação Petrobras de Saúde; sociedades controladas pela Petrobras; sociedades coligadas da Petrobras; sociedades controladas por coligadas da Petrobras; e sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, 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 da Petrobras, 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.

37.1. Transações comerciais por operação com investidas (controladora)

	31.12.2021			31.12.2020		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	13.451	-	13.451	14.992	-	14.992
Dividendos a receber	175	-	175	1.134	-	1.134
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	727	727	-	564	564
Outras operações	736	332	1.068	430	632	1.062
Adiantamento a fornecedores	594	1.163	1.757	12	1.275	1.287
Total	14.956	2.222	17.178	16.568	2.471	19.039
Passivo						
Arrendamentos (*)	(2.689)	(5.860)	(8.549)	(2.517)	(3.097)	(5.614)
Pré pagamento de exportação	(87.387)	(272.855)	(360.242)	(54.871)	(302.601)	(357.472)
Fornecedores	(8.707)	-	(8.707)	(55.931)	-	(55.931)
Compras de petróleo, derivados e outras	(4.800)	-	(4.800)	(53.526)	-	(53.526)
Afretamento de plataformas	(854)	-	(854)	(624)	-	(624)
Adiantamento de clientes	(3.035)	-	(3.035)	(1.745)	-	(1.745)
Outros	(18)	-	(18)	(36)	-	(36)
Total	(98.783)	(278.715)	(377.498)	(113.319)	(305.698)	(419.017)

(*) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com investidas requeridos pelo IFRS 16.

	2021		2020	
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Resultado				
Receitas brutas, principalmente de vendas		194.118		155.872
Variações monetárias e cambiais líquidas (**)		(28.679)		(49.959)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (**)		(22.878)		(29.361)
Total		142.561		76.552

(**) Inclui os valores de R\$ 200 de variação cambial passiva e R\$ 565 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16.

37.2. Transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2021				31.12.2020			
	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Ativo Total	Passivo Total	Ativo Total	Passivo Total
Controladas e Operações em conjunto								
PIB BV	11.810	1.377	13.187	12.801	(93.947)	(272.796)	(366.743)	(410.016)
Gaspetro	1.570	-	1.570	1.218	(237)	-	(237)	(355)
Transpetro	187	100	287	869	(2.784)	(5.033)	(7.817)	(3.864)
Termoelétricas	21	-	21	42	(243)	(336)	(579)	(886)
Fundo de Investimento Imobiliário	2	-	2	17	(177)	(550)	(727)	(761)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	579	-	579	-	(561)	-	(561)	-
Outras controladas e Operações em conjunto	468	745	1.213	2.363	(799)	-	(799)	(994)
Total	14.637	2.222	16.859	17.310	(98.748)	(278.715)	(377.463)	(416.876)
Entidades estruturadas								
CDMPI	-	-	-	-	-	-	-	(428)
Total								(428)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	97	-	97	42	(63)	-	(63)	(46)
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (*)	-	-	-	977	-	-	-	(185)
Transportadoras (**)	1	-	1	334	(1)	-	(1)	(991)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	222	-	222	376	29	-	29	(491)
Total	320	-	320	1.729	(35)	-	(35)	(1.713)
Total	14.957	2.222	17.179	19.039	(98.783)	(278.715)	(377.498)	(419.017)

(*) Em julho de 2021, com a alienação da totalidade da participação da Petrobras na Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia, a empresa deixou de ser coligada.

(**) Em função das reestruturações societárias ocorridas nos últimos anos, a Petrobras deixou de ter participação acionária nas Transportadoras TAG (abril de 2020), NTN (dezembro de 2017) e NTS (abril de 2021).

37.3 Resultado

	2021		2020	
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Controladas e Operações em conjunto				
PIB BV		55.400		(9.719)
Gaspetro		13.688		9.119
Transpetro		541		408
Termoelétricas		(91)		(88)
Fundo de Investimento Imobiliário		(85)		(108)
Refinaria Mataripe (**)		8.640		-
Outras controladas e Operações em conjunto		1.439		4.484
Total		79.532		4.096
Entidades estruturadas				
CDMPI		-		62
Total		-		62
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto				
Empresas do Setor Petroquímico		18.083		13.594
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia (*)		41.499		57.612
Transportadoras		128		115
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto		3.319		1.073
Total		63.029		72.394
Total		142.561		76.552

(*) Em função das reestruturações societárias ocorridas durante o exercício de 2021, os resultados apresentados na respectiva nota referem-se a Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia, de janeiro a junho de 2021.

(**) Incluem os valores no Resultado com a empresa Refinaria Mataripe até o dia 30 de novembro de 2021, data em que foi desinvestida.

37.4. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados (FIDC-NP)

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por afiliadas. Os valores investidos estão registrados em contas a receber.

As ccessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020
Contas a receber, líquidas	59.651	10.121
Cessões de direitos creditórios	(58.545)	(10.580)

	2021		2020	
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Receita financeira FIDC-NP	2.074	1.802		
Despesa financeira FIDC-NP	(1.385)	(1.846)		
Resultado financeiro	689	(44)		

37.5. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às suas participações societárias para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, não remuneradas, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	PIB-BV	31.12.2021		31.12.2020	
					Outros	Total	Outros	Total
2021	-	-	-	-	-	-	-	1.301
2022	-	-	-	140	60	200	-	318
2023	-	-	1.245	559	-	1.804	-	9.860
2024	3.863	-	-	-	-	3.863	-	9.873
2025	7.339	24.275	-	-	-	31.614	-	44.028
2026	7.441	2.503	-	-	-	9.944	-	12.524
2027 em diante	93.989	12.197	-	-	-	106.186	-	135.930
Total	112.632	38.975	1.245	699	60	153.611	-	213.834

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.

(**) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em uma operação de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimento em 2026, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 200.000 bbl/d), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 23.275 (US\$ 4.171 milhões), e em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 26.009 (US\$ 5.005 milhões).

37.6. Investimentos em títulos de dívidas de controladas

Os títulos de dívidas da PGF e da CDPMI no valor de R\$ 5.613, detidos por controlada da PIB BV diretamente ou por meio de fundo de investimento no exterior, foram liquidados no 2º trimestre de 2021. O saldo desses títulos em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 5.368.

37.7. 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:

	Consolidado			
	31.12.2021		31.12.2020	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	-	-	1.020	205
Transportadoras de gás	-	-	383	994
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.422	237	1.170	355
Empresas do setor petroquímico	144	67	88	46
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	586	66	789	624
Subtotal	2.152	370	3.450	2.224
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	8.069	-	8.483	-
Bancos controlados pela União Federal	46.970	7.073	39.892	19.266
Setor elétrico	-	2	1.064	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	2.822	-	2.503	-
União Federal (Dividendos)	10	-	9	-
Outros	151	303	201	238
Subtotal	58.022	7.378	52.152	19.504
Planos de Pensão	282	338	268	339
Total	60.456	8.086	55.870	22.067
Circulante	11.777	1.760	13.841	6.366
Não circulante	48.679	6.326	42.029	15.701

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	Consolidado	
	2021	2020
	Jan-Dez	Jan-Dez
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	40.892	56.516
Transportadoras de gás	(1.656)	(7.482)
Distribuidoras estaduais de gás natural	12.995	8.759
Empresas do setor petroquímico	19.155	14.010
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	2.255	1.346
Subtotal	73.641	73.149
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	342	206
Bancos controlados pela União Federal	(845)	(2.370)
Setor elétrico	696	379
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	319	1.258
União Federal (Dividendos)	173	(20)
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA	(760)	(692)
Outros	(173)	(70)
Subtotal	(248)	(1.309)
Planos de Pensão	-	(950)
Total	73.393	70.890

	2021	2020
--	------	------

As remunerações totais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	Jan-Dez/2021			Controladora Jan-Dez/2020		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
	Salários e benefícios	14,3	0,6	14,9	14,0	0,7
Encargos sociais	3,6	0,1	3,7	4,8	0,1	4,9
Previdência complementar	1,1	-	1,1	1,1	-	1,1
Remuneração Variável	14,0	-	14,0	13,0	-	13,0
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	3,3	-	3,3	0,6	-	0,6
Remuneração total	36,3	0,7	37,0	33,5	0,8	34,3
Remuneração total - pagamento realizado (*)	32,4	0,7	33,1	24,6	0,8	25,4
Número de membros - média no período (**)	9,00	10,58	19,58	9,00	10,00	19,00
Número de membros remunerados - média no período (***)	9,00	4,50	13,50	9,00	4,42	13,42

(*) Inclui em Diretoria Executiva o PPP para os Administradores.

(**) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(***) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2021, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou R\$ 79,88 (R\$ 70,4 no exercício de 2020).

Em 14 de abril de 2021, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 47,06 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2021 e março de 2022.

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 classificadas como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participem do Comitê de Auditoria Estatutário renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e os mesmos fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 2.935 mil no exercício de 2021 (R\$ 3.463,9 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2020, a remuneração acumulada no período foi de R\$ 2.259 mil (R\$ 2.711 mil, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia provisionou R\$ 14 referente ao Programa de Prêmio Por Performance - PPP 2021 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

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 em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer responsabilidade por atos regulares de gestão praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O primeiro período de abrangência do contrato de indenidade 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 milhões. 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 milhões.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham cobertura de apólice de seguro D&O contratada pela companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos previstos no contrato de indenidade; (vii) 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. Ademais, 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, a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a avaliar 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.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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 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					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total	
31 de dezembro de 2021						
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.862	641	-	-	641	5
Reservas de petróleo e gás provadas	449.359	962	-	-	962	-
Equipamentos de suporte	379.407	4.338	-	-	4.338	-
Custos capitalizados brutos	853.629	5.941	-	-	5.941	5
Depreciação, Depleção e Amortização	(288.070)	(4.090)	-	-	(4.090)	(2)
Custos capitalizados, líquidos	565.559	1.851	-	-	1.851	3
31 de dezembro de 2020						
Reservas de petróleo e gás não provadas	90.623	582	-	-	582	4.118
Reservas de petróleo e gás provadas	321.450	726	-	-	726	-
Equipamentos de suporte	380.392	3.956	-	4	3.960	-
Custos capitalizados brutos	792.464	5.264	-	4	5.268	4.118
Depreciação, Depleção e Amortização	(223.501)	(3.571)	-	(4)	(3.575)	(1.644)
Custos capitalizados, líquidos	568.963	1.693	-	-	1.693	2.474
31 de dezembro de 2019						
Reservas de petróleo e gás não provadas	92.958	473	-	-	473	-
Reservas de petróleo e gás provadas	326.739	545	-	-	545	16.938
Equipamentos de suporte	355.865	2.770	-	3	2.773	-
Custos capitalizados brutos	775.562	3.788	-	3	3.791	16.938
Depreciação, Depleção e Amortização	(206.905)	(2.341)	-	(3)	(2.344)	(6.810)
Custos capitalizados, líquidos	568.657	1.447	-	-	1.447	10.128

b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total	
31 de dezembro de 2021						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas (*)	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	4.173	29	-	-	29	1
Custos de desenvolvimento	32.566	235	-	-	235	200
Total	36.739	264	-	-	264	201
31 de dezembro de 2020						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	1.701	-	-	-	-	-
Não provadas (*)	128	-	-	-	-	-
Custos de exploração	4.135	53	-	-	53	-
Custos de desenvolvimento	28.627	13	-	-	13	293
Total	34.591	66	-	-	66	293
31 de dezembro de 2019						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	68.612	-	-	-	-	-
Custos de exploração	4.259	43	-	-	43	10
Custos de desenvolvimento	27.079	25	-	-	25	590
Total	99.950	68	-	-	68	600

(*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 24.1.

38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Valores pagos e recebidos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	4.915	3.735	4.878	3.716
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	-	1.672	1.773	36.167
Arrendamentos	37.044	22.515	39.956	30.110
Constituição (reversão) de provisão para desmontelamento de áreas	(6.046)	27.899	(6.056)	27.829
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	6.362	8	6.353	-
Pré pagamento de exportação	-	-	72.128	65.751
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	888	-	888	-
Acordo de Buzios - recebíveis	303	-	303	-

39. Eventos subsequentes

Venda de ativos do Polo Potiguar

Em 31 de janeiro de 2022, a Petrobras assinou com a empresa 3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., contrato para a venda da totalidade de sua participação (100%) em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte - RN, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.

O valor total da venda é de US\$ 1,38 bilhão, sendo (a) US\$ 110 milhões recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda; (b) US\$ 1,04 bilhão no fechamento da transação e (c) US\$ 235 milhões que serão pagos em 4 parcelas anuais de US\$ 58,75 milhões, a partir de março de 2024. 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 de ativos Polo Alagoas

Em 4 de fevereiro de 2022, a Petrobras finalizou a venda do Polo Alagoas junto à empresa Origem Energia S.A (antiga Petro+), com a alienação da totalidade de sua participação (100%) em sete concessões, seis terrestres (Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Pilar e São Miguel dos Campos) e a concessão do campo de Paru localizada em águas rasas, com lâmina d'água de 24 metros.

O valor total da venda é de US\$ 300 milhões, sendo US\$ 60 milhões recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda e US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

RMNR - Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

Em fevereiro de 2022 foi iniciado o julgamento dos agravos interpostos pelo autor e diversos *amicus curiae*. Atualmente o julgamento encontra-se em andamento na Primeira Turma do Supremo Tribunal Federal, com 3 votos favoráveis à companhia, confirmando que o entendimento prevalecente é no sentido de reconhecer a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vitor.

Informações adicionais sobre o assunto estão apresentadas na nota explicativa 18.

Pré-pagamento parcial à Petros

Em 22 de fevereiro de 2022, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro Pré-70 (TCF Pré-70) e do Termo de Compromisso Financeiro, Diferença de Pensão (TCF Diferença de Pensão), celebrado com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), no valor de R\$ 6.882, prevista para ocorrer no dia 25 de fevereiro de 2022.

Cabe destacar que o TCF Pré-70 e o TCF Diferença de Pensão são compromissos já registrados nas demonstrações financeiras, compondo o registro do valor de passivo atuarial (nota explicativa 17).

Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

Em 22 de fevereiro de 2022, a Petrobras aprovou a venda da totalidade de sua participação (100%) em um conjunto de 4 concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo - ES, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba, para a empresa Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

O valor total da venda é de até US\$ 544 milhões, sendo (a) US\$ 35,85 milhões pagos na data de celebração do contrato; (b) US\$ 442,15 milhões no fechamento da transação e (c) até US\$ 66 milhões em pagamentos contingentes previstos em contratos, a depender das cotações futuras do Brent. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

A companhia, em 31 de dezembro de 2021, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. As reservas 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.

a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.



c) 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 2021, 2020 e 2019 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.

					Consolidado		Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total	Total	
31 de dezembro de 2021							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	5.239	706	-	-	706	5.945	1.187
Intersegmentos	293.983	1	-	-	1	293.984	-
	299.222	707	-	-	707	299.929	1.187
Custos de produção	(93.834)	(359)	-	-	(359)	(94.193)	(235)
Despesas de exploração	(3.718)	(13)	-	-	(13)	(3.731)	-
Depreciação, depleção e amortização	(33.306)	(251)	-	-	(251)	(33.557)	(204)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	16.375	-	-	-	-	16.375	-
Outras despesas operacionais líquidas	5.171	52	-	(409)	(357)	4.814	(94)
Resultados antes dos impostos	189.910	136	-	(409)	(273)	189.637	654
Imposto de renda e contribuição social	(64.570)	(46)	-	139	93	(64.477)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	125.340	90	-	(270)	(180)	125.160	654
31 de dezembro de 2020							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	3.936	556	-	-	556	4.492	148
Intersegmentos	169.592	1	-	-	1	169.593	-
	173.528	557	-	-	557	174.085	148
Custos de produção	(47.716)	(298)	-	-	(298)	(48.014)	(54)
Despesas de exploração	(4.134)	(36)	-	-	(36)	(4.170)	-
Depreciação, depleção e amortização	(43.783)	(260)	-	-	(260)	(44.043)	(57)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(34.448)	-	-	-	-	(34.448)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(5.500)	(10)	66	(159)	(103)	(5.603)	(158)
Resultados antes dos impostos	37.947	(47)	66	(159)	(140)	37.807	(121)
Imposto de renda e contribuição social	(12.901)	15	(22)	54	47	(12.854)	41
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	25.046	(32)	44	(105)	(93)	24.953	(80)
31 de dezembro de 2019							
Receitas operacionais líquidas							
Vendas a terceiros	3.500	684	-	-	684	4.184	4.353
Intersegmentos	195.244	1	-	-	1	195.245	-
	198.744	685	-	-	685	199.429	4.353
Custos de produção	(62.121)	(274)	-	-	(274)	(62.395)	(485)
Despesas de exploração	(3.174)	(23)	-	-	(23)	(3.197)	(22)
Depreciação, depleção e amortização	(45.104)	(145)	-	(50)	(195)	(45.299)	(1.140)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(6.340)	-	-	(1.687)	(1.687)	(8.027)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(5.446)	(59)	174	(145)	(30)	(5.476)	(71)
Resultados antes dos impostos	76.559	184	174	(1.882)	(1.524)	75.035	2.635
Imposto de renda e contribuição social	(26.029)	(63)	(59)	640	518	(25.511)	(1.060)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	50.530	121	115	(1.242)	(1.006)	49.524	1.575

d) 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 2021, 2020 e 2019 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission (SEC).

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 pequeno 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.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais ou equipamentos para recuperação dessas reservas provadas, que são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial		Total	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Óleo na América do Norte	Óleo na África		
Reservas em 31.12.2018 (1)	8.169	2	5	8.175	27	60	8.261
Revisão de estimativas anteriores	719	-	-	719	1	(7)	713
Extensões e descobertas	18	-	4	21	-	1	22
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	-	(68)
Produção no ano	(754)	-	(1)	(755)	(5)	(12)	(772)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.083	1	8	8.092	23	42	8.156
Revisão de estimativas anteriores	269	(1)	(7)	261	-	-	261
Extensões e descobertas	35	-	-	35	-	-	35
Vendas de reservas	(61)	-	-	(61)	-	(41)	(102)
Produção no ano	(792)	-	(1)	(793)	(4)	(1)	(798)
Reservas em 31.12.2020	7.534	-	-	7.534	18	-	7.552
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	-	1.668
Vendas de reservas	(9)	-	-	(9)	-	-	(9)
Produção no ano	(773)	-	(1)	(774)	(3)	-	(777)
Reservas em 31.12.2021	8.406	2	10	8.419	17	-	8.435

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 60 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 42 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial		Total	
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África		
Reservas em 31.12.2018 (1)	7.790	214	6	8.010	11	47	8.068
Revisão de estimativas anteriores	1.416	(42)	-	1.373	-	11	1.384
Extensões e descobertas	15	-	8	23	-	-	23
Vendas de reservas	(24)	-	-	(24)	-	-	(24)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(817)	(16)	(1)	(834)	(2)	(11)	(847)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.381	156	12	8.549	9	47	8.605
Revisão de estimativas anteriores	(93)	(119)	(11)	(222)	-	-	(222)
Extensões e descobertas	36	-	-	36	-	-	36
Vendas de reservas	(42)	-	-	(42)	-	(47)	(90)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(735)	(12)	(1)	(749)	(2)	-	(750)
Reservas em 31.12.2020	7.547	26	-	7.572	8	-	7.580
Revisão de estimativas anteriores	1.615	167	19	1.801	-	-	1.802
Vendas de reservas	(15)	-	-	(15)	-	-	(15)
Produção no ano	(692)	(16)	(1)	(709)	(1)	-	(710)
Reservas em 31.12.2021	8.455	177	18	8.650	7	-	8.657

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (Africa). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (Africa).

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2021.

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 2021, 2020 e 2019:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial		
	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equivalente na América do Norte	Óleo equivalente na África	
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467	37	6	9.510	28	68	9.606
Revisão de estimativas anteriores	955	(7)	-	948	1	(5)	944
Extensões e descobertas	20	-	5	25	-	1	26
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(72)	-	-	(72)	-	-	(72)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(890)	(3)	(1)	(894)	(5)	(14)	(913)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.480	27	10	9.517	24	49	9.590
Revisão de estimativas anteriores	253	(21)	(9)	224	-	-	224
Extensões e descobertas	41	-	-	41	-	-	41
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	(49)	(117)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(914)	(2)	(1)	(918)	(5)	-	(923)
Reservas em 31.12.2020	8.792	5	-	8.796	19	-	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	-	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	30	14	1.967	2	-	1.969
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	-	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	31	13	9.860	18	-	9.878

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 68 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (Africa). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 49 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (Africa).

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2021, incorporamos 1.969 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço do desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;
- (ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e
- (iii) adição de 164 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2021, resultou em 9.878 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2020, incorporamos 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.

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.

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 à aprovação de novos projetos nas Bacias 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.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:



Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



					2019
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999	8	5.716	12	5.961
América do Sul, exceto Brasil (2)	1	-	67	-	12
Total Entidades Consolidadas	5.000	8	5.783	12	5.973
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18	-	7	-	19
África	37	-	45	-	45
Total Investidas por equivalência patrimonial	55	-	52	-	64
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	5.055	8	5.834	12	6.037

					2019
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.084	-	2.665	-	3.528
América do Sul, exceto Brasil (2)	-	-	89	-	15
Total Entidades Consolidadas	3.084	-	2.754	-	3.543

					2019
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4	-	2	-	5
África	4	-	2	-	5
Total Investidas por equivalência patrimonial	9	-	5	-	10
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.093	-	2.759	-	3.553

Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)

	8.148	8	8.593	12	9.590
--	--------------	----------	--------------	-----------	--------------

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37 milhões de barris de óleo e 45 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4 milhões de barris de óleo e 2 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% nas reservas desenvolvidas e 53% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4% nas reservas desenvolvidas e 5% 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)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.858	-	5.714	-	5.810
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	26	-	5
Total Entidades Consolidadas	4.858	-	5.740	-	5.814
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	17	-	7	-	18
Total Investidas por equivalência patrimonial	17	-	7	-	18
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.875	-	5.747	-	5.833

					2020
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676	-	1.833	-	2.982
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	-	-	-
Total Entidades Consolidadas	2.676	-	1.833	-	2.982

					2021
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.591	18	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	79	-	14
Total Entidades Consolidadas	4.712	-	5.669	18	5.670
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15	-	6	-	16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15	-	6	-	16
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.675	18	5.686

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.
(* Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

					2021
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnctf)		(mboe)
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695	-	2.865	-	4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	98	-	17
Total Entidades Consolidadas	3.696	-	2.963	-	4.190
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	1	-	2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	3.698	-	2.964	-	4.192

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.
(* Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

e) 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, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.
A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.
As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas demonstrações financeiras. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2021				
Fluxos de caixa futuros	3.291.524	3.154	3.294.678	6.061
Custo de produção futuros	(1.418.582)	(1.401)	(1.419.983)	(1.765)
Custo de desenvolvimento futuros	(236.435)	(573)	(237.008)	(148)
Despesa futura de imposto de renda	(561.549)	(326)	(561.875)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.074.958	854	1.075.812	4.148
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(458.566)	(376)	(458.942)	(1.626)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	616.392	478	616.870	2.523

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2020				
Fluxos de caixa futuros	1.710.895	353	1.711.248	3.426
Custo de produção futuros	(937.130)	(261)	(937.391)	(2.385)
Custo de desenvolvimento futuros	(160.363)	(84)	(160.447)	(248)
Despesa futura de imposto de renda	(240.591)	-	(240.591)	(406)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	372.811	8	372.819	387
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(136.761)	(1)	(136.762)	(6)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	236.050	8	236.058	380

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (1)
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2019				
Fluxos de caixa futuros	2.108.808	2.395	2.111.203	15.919
Custo de produção futuros	(1.072.063)	(1.121)	(1.073.184)	(5.309)
Custo de desenvolvimento futuros	(135.183)	(554)	(135.737)	(2.026)
Despesa futura de imposto de renda	(338.536)	(124)	(338.660)	(1.722)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	563.026	596	563.622	6.862
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(216.190)	(325)	(216.515)	(1.305)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	346.836	271	347.107	5.556

(1) Capitalização semestral
(2) Inclui o valor de R\$ 4.119 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019. Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (1)
	Brasil	América do Sul	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2021				
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(205.417)	(231)	(205.648)	(949)
Custos de desenvolvimento incorridos	32.566	235	32.800	200
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.323)	-	(1.323)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	-	-	-	54
Revisões de estimativas anteriores de volumes	221.312	1.098	222.410	159
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	581.419	311	581.730	2.153
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(106.868)	(639)	(107.507)	18
Acrescimento de desconto	23.605	1	23.606	266
Variação líquida do imposto de renda	(177.694)	(255)	(177.949)	258
Outros - não especificados	-	(50)	(50)	(35)
Ajuste acumulado de conversão	12.742	-	12.742	18
Saldo em 31 de dezembro de 2021	616.392	478	616.870	2.523

	Consolidado			Investimentos por Equivalência Patrimonial (1)
	Brasil	América do Sul	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2020				
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(125.812)	(72)	(125.884)	(483)
Custos de desenvolvimento incorridos	28.627	13	28.640	293
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.346)	-	(4.346)	(5.373)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	2.614	-	2.614	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	16.225	(181)	16.044	(51)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(280.348)	(743)	(281.091)	(1.927)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(24.211)	500	(23.711)	345
Acrescimento de desconto	34.684	48	34.731	59
Variação líquida do imposto de renda	127.263	124	127.	



3 - Indicadores Sociais Externos	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Socioambiental	88	0,06	0,02	89	240,54	0,03
Cultura (II)	37	0,02	0,01	18	48,65	0,01
Esportivo (II)	1	-	-	5	13,51	-
Negócio, Ciência e Tecnologia (II)	12	0,01	-	8	21,62	-
Doações (III)	101	0,07	0,02	26	70,27	0,01
Total de investimentos para a sociedade	239	0,16	0,05	146	394,59	0,05
Tributos (excluídos encargos sociais)	161.648	106,65	35,71	91.821	248.164,15	33,75
Total - Indicadores sociais externos	161.887	106,80	35,76	91.967	248.558,74	33,80

4 - Indicadores Ambientais	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.820	2,52	0,84	2.620	7.081,08	0,96
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa: (IV)			() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%			() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%

Intensidade de Emissões de GEE no E&P (IGEE) – kgCO ₂ e/boe (V)	2021	2020
Intensidade de Emissões de GEE no Refino (IGEE) – kgCO ₂ e/CWT (V)	15,7	15,9
Volume Vazado de Óleo e Derivados – m ³ (IV)(VI)	39,7	40,2
	11,6	216,5

5 - Indicadores do Corpo Funcional	2021	Consolidado 2020
Número de empregados(as) ao final do período	45.532	49.050
Número de admissões durante o período	248	206
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (VII)	99.126	92.766
Número de estagiários(as)	161	149
Número de empregados(as) acima de 45 anos	16.787	18.437
Número de mulheres que trabalham na empresa (VIII)	7.692	8.161
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (VIII)	19,3%	19,1%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (IX)	13.914	14.799
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IX)	21,3%	20,0%
Número de empregados com deficiência (XI)	404	278
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (X)	0,96	0,95
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado (XI)	63,34	48,88
Percentual de empregados que recebem regularmente análises de desempenho e de desenvolvimento de carreira (XII)	99,6%	99,8%
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção (II)	9	14

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2021	Metas 2022
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XIII)	30,95	-

Número total de acidentes de trabalho (XIV)	201	252	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por: (XV)	() direção (X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as) () todos(as) empregados(as) + Cipa	() direção (X) direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: (XVI)	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as) (X) todos(as) empregados(as)	() direção () direção e gerências
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: (XVII)	() não se envolve	() segue as normas da OIT (X) segue as normas da OIT	() não se envolverá () seguirá as normas da OIT
A previdência privada contempla: (XVIII)	() direção	(X) todos(as) empregados(as)	() direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla: (XIX)	() direção	(X) todos(as) empregados(as)	() direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: (XX)	() não são considerados	() são sugeridos (X) são exigidos	() não serão considerados () serão sugeridos (X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa: (XXI)	() não se envolve	() apoia (X) organiza e incentiva	() não se envolverá () apoiará (X) organizará e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XXII)	Na empresa 7.749	No Procon 4 Na Justiça 4	Na empresa 6.733 No Procon - Na Justiça -
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (XXII)	Na empresa 81%	No Procon 50% na Justiça 0%	Na empresa 79% No Procon - Na Justiça -
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2021	403.106	Em 2020
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		46% governo 8% colaboradores 25% acionistas 19% terceiros 2% retido	47% governo 12% colaboradores(as) 2% acionistas 38% terceiros 1% retido

7 - Outras Informações

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.
I. A Petrobras Controladora não faz distinção entre os benefícios oferecidos aos empregados que trabalham em tempo integral e aos empregados que optam pela redução de jornada com redução proporcional de remuneração. O valor ora apresentado se refere aos empregados das empresas Transpetro, Petrobras Colombia Combustibles, Petrobras Singapore PTE LTD, Petrobras America INC. (PAI) e Petrobras Global Tradding B.V. Em 2020, a abrangência dos dados apresentados foi apenas Petrobras Controladora.
II. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora.
III. As doações foram realizadas em dinheiro, bens e serviços valorados. Destinaram-se ao combate à Covid-19, distribuição de vouchers para aquisição de gás de cozinha para famílias em vulnerabilidade social e doações de cestas básicas, entre outros.
IV. Dado da Petrobras Controladora e sua subsidiária Transpetro.
V. Os resultados de desempenho em emissões em 2021 ainda serão verificados por terceira parte, sendo assim, podem ocorrer variações, não sendo esperadas alterações significativas. O indicador kg CO₂/boe considera em seu denominador a produção bruta de óleo e gás ("wellhead"). 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 gases de efeito estufa (GEE), em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar as emissões de refinarias de diversos tamanhos e complexidades. IGEE-E&P abrange atividades de exploração e produção de óleo e gás com controle operacional. IGEE-Refino abrange atividades de refino com controle operacional.
VI. Soma dos volumes de vazamentos de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril e que alcançam corpos hídricos ou solo não impermeabilizado. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo Volume Vazado de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) para reporte de incidentes relacionados a atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas de óleo não foram contabilizadas.
VII. Empregados de empresas prestadoras de serviço que atuam nas instalações da Petrobras ou em áreas sob responsabilidade da Companhia.
VIII. Número corresponde a empregadas mulheres, não incluindo empregadas de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia.
IX. Número corresponde a empregados negros, não incluindo empregados de empresas contratadas que trabalham nas instalações da Companhia. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.
X. Média ponderada entre a razão da remuneração de mulheres e homens em 2021 de cada empresa e o seu respectivo efetivo. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o

mesmo cargo ou função. Entretanto, um dos fatores que contribuem para a diferença na remuneração entre homens e mulheres é o regime de trabalho, tendo em vista que os regimes especiais de trabalho pagam adicionais e tem predominância masculina na indústria de óleo e gás. Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.
XI. Os dados de 2020 se referem apenas à Petrobras Controladora.
XII. Média ponderada entre a razão dos empregados com avaliação de desempenho de cada empresa e o seu respectivo efetivo.
XIII. Os dados de 2020 se referem apenas a Petrobras Controladora e o valor de 29,5 divulgado em 2020 contemplou a remuneração exclusivamente de empregados não estatutários. Considerando a remuneração de todos os públicos, a razão seria de 35,2. Não há estudos em desenvolvimento para fixação de metas para o ano seguinte, uma vez que as remunerações praticadas seguem as orientações emitidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais Federais - SEST e dependem de negociações com as representações sindicais.
XIV. O número de acidentados que compõe o TAR (Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homem-hora) é o número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. O número de acidentados em 2021 foi um resultado significativamente abaixo dos melhores benchmarks da indústria. Já o número apresentado para 2022 foi estimado com base no Limite de Alerta (LA) estabelecido para o indicador TAR e no HHER (Homem-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano e é abaixo do benchmark da indústria. Para fins de esclarecimento, usa-se o termo "Limite de Alerta" no lugar de "meta" para os indicadores de segurança. Não há limite de alerta específico para "acidentes", mas sim para "acidentados".
XV. Em algumas controladas, a decisão coube/caberá à direção.
XVI. No caso da Transpetro os padrões são definidos por todo(as) + CIPA.
XVII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora. Em relação as suas Controladas no Brasil, a Petrobras recomenda o respeito à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
XVIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil, exceto Gas Brasileiro Distribuidora S.A. que não tem previdência. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
XIX. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora e as empresas no Brasil. As participações societárias no exterior seguem a legislação local.
XX. Em algumas controladas os padrões são sugeridos.
XXI. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora. A Transpetro apoia atividades voluntárias e demais controladas não se envolvem.
XXII. Grande parte das empresas não se relaciona com consumidor final. Com relação às manifestações no Procon e ações judiciais, não é possível fazer estimativas.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2021:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

A companhia possui um portfólio de contratos de comercialização de gás que contém contratos que estão no escopo do Programa Prioritário de Termelétricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que visou à implantação de usinas termelétricas. As usinas integrantes desse Programa, desde que tivessem entrado em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004, fazem jus ao suprimento de gás natural pela Petrobras por um prazo de até 20 anos, contados a partir do início da operação comercial, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação americana.

O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2021, receitas de aproximadamente R\$ 1.754 e custos de R\$ 2.812 (inclui custo do gás e despesas de infraestrutura e transporte), resultado este suprido pelo "orçamento da companhia". Cabe ressaltar que os custos do ano de 2021 estão influenciados pelos maiores preços de GNL no mercado internacional.

II – CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura anti-desperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. A Petrobras participa também do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos a gás e veículos mais eficientes. Em 2021, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R\$ 527 mil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA

Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO		
EDUARDO BACELLAR LEAL FERREIRA PRESIDENTE		
CYNTHIA SANTANA SILVEIRA CONSELHEIRA	JOAQUIM SILVA E LUNA CONSELHEIRO	MARCELO GASPARINO DA SILVA CONSELHEIRO
MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO CONSELHEIRO	MÁRCIO ANDRADE WEBER CONSELHEIRO	MURILO MARROQUIM DE SOUZA CONSELHEIRO
RODRIGO DE MESQUITA PEREIRA CONSELHEIRO	ROSANGELA BUZANELLI TORRES (*) CONSELHEIRA	RUYS FLAKS SCHNEIDER CONSELHEIRO
	SONIA JULIA SULZBECK VILLALOBOS CONSELHEIRA	

(*) Não participou da reunião do Conselho de Administração de aprovação das demonstrações financeiras.

DIRETORIA EXECUTIVA		
JOAQUIM SILVA E LUNA PRESIDENTE		
CLÁUDIO ROGÉRIO LINASSI MASTELLA DIRETOR EXECUTIVO DE COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA	FERNANDO ASSUMPTO BORGES DIRETOR EXECUTIVO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	JOÃO HENRIQUE RITTERSHAUSSEN DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO
JULIANO DE CARVALHO DANTAS DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSFORMAÇÃO DIGITAL E INOVAÇÃO	RAFAEL CHAVES SANTOS DIRETOR EXECUTIVO DE RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL E SUSTENTABILIDADE	RODRIGO ARAUJO ALVES DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES
RODRIGO COSTA LIMA E SILVA DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO E GÁS NATURAL		SALVADOR DAHAN DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E CONFORMIDADE

EDMILSON NASCIMENTO DAS NEVES
CONTADOR-CRC-RJ-089819/O-8

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declaram que as demonstrações financeiras foram elaboradas nos termos da lei ou do estatuto social e que:

- (i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021;
- (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022.

JOAQUIM SILVA E LUNA
PRESIDENTE

RAFAEL CHAVES SANTOS
DIRETOR EXECUTIVO DE RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL E SUSTENTABILIDADE

CLÁUDIO ROGÉRIO LINASSI MASTELLA
DIRETOR EXECUTIVO DE COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA

RODRIGO ARAUJO ALVES
DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES

FERNANDO ASSUMPCÃO BORGES
DIRETOR EXECUTIVO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

RODRIGO COSTA LIMA E SILVA
DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO E GÁS NATURAL

JOÃO HENRIQUE RITTERSHAUSSEN
DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

SALVADOR DAHAN
DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E CONFORMIDADE

JULIANO DE CARVALHO DANTAS
DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSFORMAÇÃO DIGITAL E INOVAÇÃO

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.
 Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras em 31 de dezembro de 2021, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 – Avaliação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Nota Explicativa nº 17.3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados.

A mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, da seleção de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação das premissas atuariais, e no cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente ao processo de determinação das premissas atuariais, bem como pelo impacto significativo que pequenas mudanças dessas premissas poderiam ter na obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

- Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de mensuração do passivo atuarial, incluindo controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;
- Avaliação do escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde, incluindo a natureza e escopo do trabalho efetuado, suas qualificações profissionais e experiências; e
- Avaliação, com o envolvimento de nossos especialistas em cálculos atuariais, das premissas como taxa de desconto e custos médicos projetados, incluindo comparação com dados obtidos de fontes externas.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que a mensuração do passivo atuarial é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

2 – Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme Nota Explicativa nº 25 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

Para a redução ao valor recuperável dos ativos (“impairment”) imobilizado e intangível, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa (“UGC”), estima o valor recuperável de cada UGC utilizando como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC, e compara com seus valores contabilizados. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas futuras como: preço do petróleo (*Brent*), taxa de câmbio (Real/Dólar), gastos capitalizáveis (“CAPEX”), gastos operacionais (“OPEX”), e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas mudanças na taxa de desconto utilizada no fluxo de caixa.

A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás e, conseqüentemente, altera a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs.

Devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGCs de exploração e produção, e na estimativa do valor recuperável, consideramos esse como um principal assunto de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

- Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;
- Para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o ano, avaliamos os fatores operacionais considerados pela Companhia para as alterações, e a comparação com dados obtidos de fontes internas e externas;
- Avaliação da determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia, e, para uma seleção de UGCs, com dados históricos de produção;
- Avaliação do escopo, competência e objetividade dos especialistas externos de reservas contratados pela Companhia para certificar o volume de tais reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional;
- Avaliação, para uma seleção de UGCs o CAPEX e OPEX utilizados da projeção de fluxo de caixa comparando o mesmo com o último plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo; e Avaliação da 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 2021 para uma seleção de UGCs;

Com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, avaliação das premissas-chave utilizadas no teste de impairment como a taxa de desconto, o preço futuro do petróleo e gás natural e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os valores recuperáveis para as UGCs de exploração e produção são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

3 – Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias

Conforme Nota Explicativa nº 18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia é parte passiva 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 uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Consideramos esse assunto como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das estimativas relacionadas com os valores envolvidos, e com a probabilidade de saída de recursos, oriundos das ações trabalhistas, cíveis e tributárias consideradas mais significativas.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

- Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de recurso, e da estimativa do valor envolvido, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas;
- Avaliação do escopo, competência e objetividade dos especialistas jurídicos, internos e externos, os quais auxiliam a Companhia na definição da estimativa relacionada com os valores envolvidos, e com a probabilidade de saída de recursos, assim como suas qualificações e experiência profissional;
- Obtenção de confirmações, recebidas diretamente dos especialistas jurídicos externos, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores envolvidos. Comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a adequação das divulgações efetuadas; e
- Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas comparando os valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões previamente reconhecidas;

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o nível de provisionamento para as causas acima referidas, assim como as divulgações correlatas no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

4 – Avaliação da estimativa de provisões para desmantelamento de áreas

Conforme Nota Explicativa nº 19 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

Como consequência das suas operações, a Companhia incorre em custos com obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas.

A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, e para o desmantelamento e remoção das estruturas e equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, em especial a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, ou seja os critérios a serem atendidos quando do momento da efetiva remoção e restauração, o prazo e os custos estimados de abandono.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:

- Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave que compreendem o prazo para o abandono da área, e os custos estimados de abandono;
- Avaliação da premissa de prazo do abandono usado pela Companhia através da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas na estimativa, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia;
- Avaliação da estimativa do custo de abandono através de comparação com relatórios externos da indústria;
- Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pelas curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além dos especialistas externos de reservas contratados pela Companhia para certificar o volume de tais reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional;
- Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessa estimativa comparando uma seleção de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás já em fase de abandono, com as provisões para desmantelamento de áreas previamente registradas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões para desmantelamento de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Outros assuntos
Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrangem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esses relatórios.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esses relatórios estão, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração ou no Relatório de Desempenho Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.





Petróleo Brasileiro S.A.
CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 — Companhia Aberta

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda. Marcelo Gavioli
CRC SP-014428/O-6 F-RJ Contador CRC 15P201409/O-1

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS e apreciados pelo Conselho de Administração, em 23 de fevereiro de 2022: I - Relatório da Administração do Exercício de 2021; II - Demonstrações Contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2021.

Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas no Brasil, as informações prestadas pela Administração e o Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas, emitido sem ressalvas pela KPMG Auditores Independentes, datado de 23 de fevereiro de 2022, o Conselho Fiscal opina que os documentos apresentados estão em condições de serem deliberados pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da PETROBRAS.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 23 de fevereiro de 2022

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA
PRESIDENTE

JEFERSON LUÍS BITTENCOURT
CONSELHEIRO

MICHELE DA SILVA GONSALES TORRES
CONSELHEIRA

PATRÍCIA VALENTE STIERLI
CONSELHEIRA

SERGIO HENRIQUE LOPES DE SOUSA
CONSELHEIRO

Eduardo Damazio da Silva Rezende
ASSESSOR TÉCNICO
CRC/RJ- 084155/O-3

Aos Conselheiros de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

APRESENTAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras ("CAE" ou "Comitê") é um órgão de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Companhia"), possui Regimento Interno próprio ("Regimento"), sendo regido pelas regras previstas na legislação e demais regulações brasileiras - especialmente pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016 e Instrução CVM nº 308 da Comissão de Valores Mobiliários, de 14 de maio de 1999, alterada pela Instrução CVM nº 509, de 16 de novembro de 2011, e demais regulações aplicáveis, inclusive a Sarbanes-Oxley Act ("SOX") e regras emitidas pela U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE").

O CAE tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando principalmente sobre (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais; (ii) a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; (iii) a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos auditores independentes e dos auditores internos; (iv) o gerenciamento de riscos; (v) as transações com partes relacionadas; (vi) os cálculos e resultados atuariais dos planos e benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social; (vii) o monitoramento das atividades do plano de assistência à saúde na modalidade autogestão; e (viii) a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e corrupção.

O CAE é composto por 4 (quatro) membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

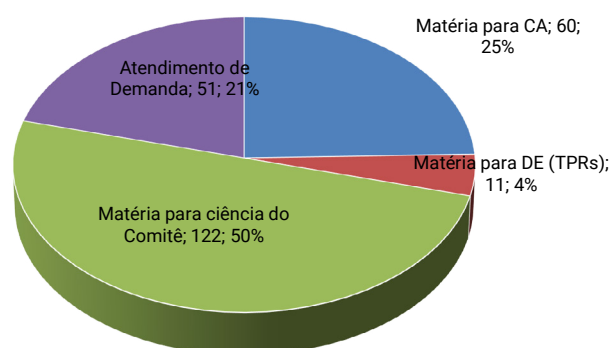
RESUMO DAS ATIVIDADES NO EXERCÍCIO 2021

No período de 02 de março de 2021 (primeira reunião ordinária do CAE após apreciação das Demonstrações Contábeis de 2020) a 21 de fevereiro de 2022 (até a reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao Exercício findo em 31/12/2021), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 46 reuniões que contemplaram 242 pautas (*), envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê de Integridade, Membros da Comissão de Ética da Petrobras, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogada-Geral, Ouvidor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria das Participações Societárias da Petrobras, assim segregadas:

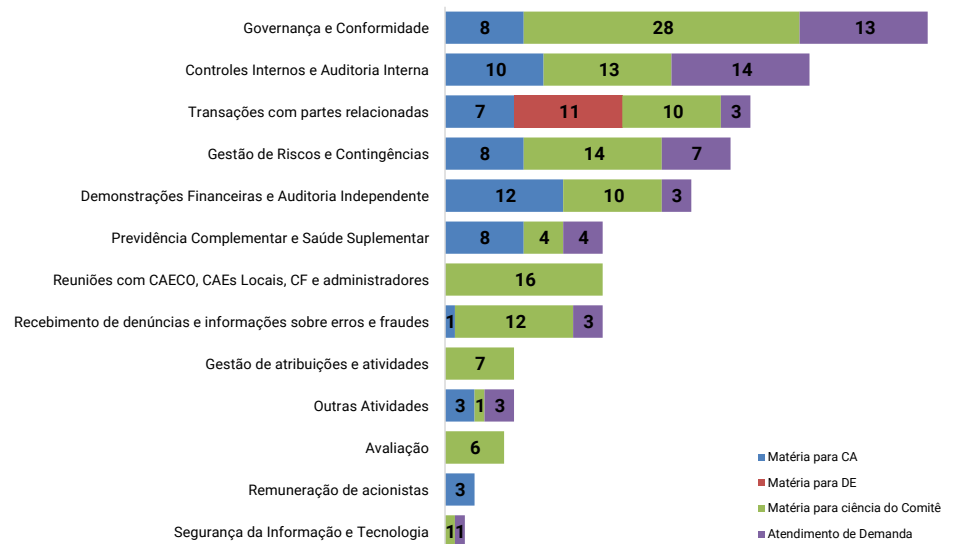
	Período de 03/02/2021 a 21/02/2022 (*)	
Total de reuniões	46 reuniões	3,8 reuniões / mês
Total de pautas	244 pautas	5,3 pautas / reunião

(*) Todos os números excluem 24 pautas tratadas nas questões de ordem das reuniões, do tipo: calendário de pautas, registro de atendimento de demandas do CAE, e outros temas relacionados à gestão do Comitê.

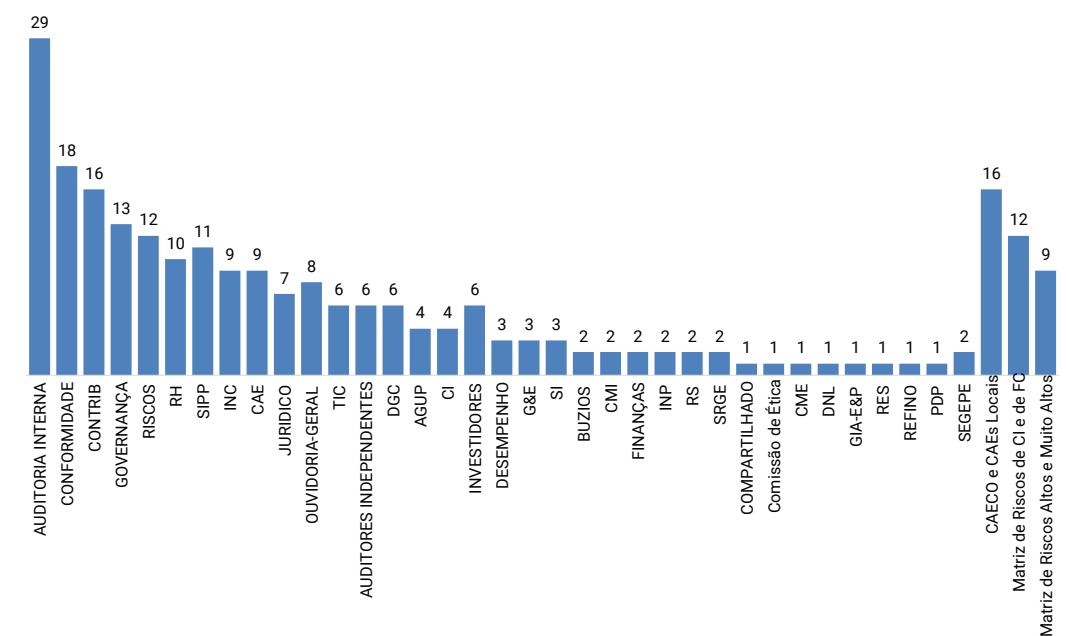
244 PAUTAS APRECIADAS PELO CAE NO PERÍODO - POR TIPO



244 PAUTAS APRECIADAS PELO CAE NO PERÍODO - POR GRANDES TEMAS (*)



244 PAUTAS APRECIADAS PELO CAE NO PERÍODO - POR ÁREA RESPONSÁVEL



Legenda:
 AGUP – Águas Ultra Profundas
 CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
 CI – Comitê de Integridade
 CMI – Comercialização no Mercado Interno
 CME – Comercialização no Mercado Externo
 CONTRIB – Contabilidade e Tributário
 DNL – Desenvolvimento de Negócios de Logística
 DGC – Diretoria de Governança Corporativa
 INC – Integridade Corporativa
 INP – Integração de Negócios e Participações
 G&E – Gás e Energia
 GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
 PDP – Projetos de Desenvolvimento da Produção
 RES – Reservatórios
 RH – Recursos Humanos
 RS – Responsabilidade Social
 SEGEPE – Secretaria Geral da Petrobras
 SI – Segurança da Informação
 SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
 SRGE – Sistemas de Superfície, Refino, Gás e Energia
 TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações
 Matriz de Riscos de CI e de FC – Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção

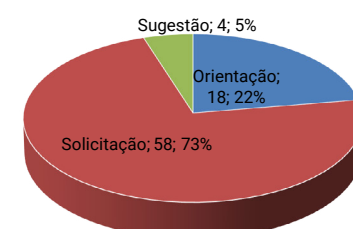
Nesse período, o CAE emitiu 80 Manifestações, o que representa uma média de 1,8 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do CAE:

- As solicitações são aquelas em que as unidades responsáveis deverão retornar ao Comitê, conforme prazo definido ou para acompanhamento periódico, como follow-up;
- As orientações são aquelas que o Comitê espera que sejam seguidas pelas unidades responsáveis, sem retorno obrigatório ao Comitê, e, geralmente, estão relacionadas aos assuntos encaminhados;
- As sugestões são aquelas emitidas para as unidades responsáveis, que irão realizar uma avaliação de pertinência e oportunidade de acolhimento.

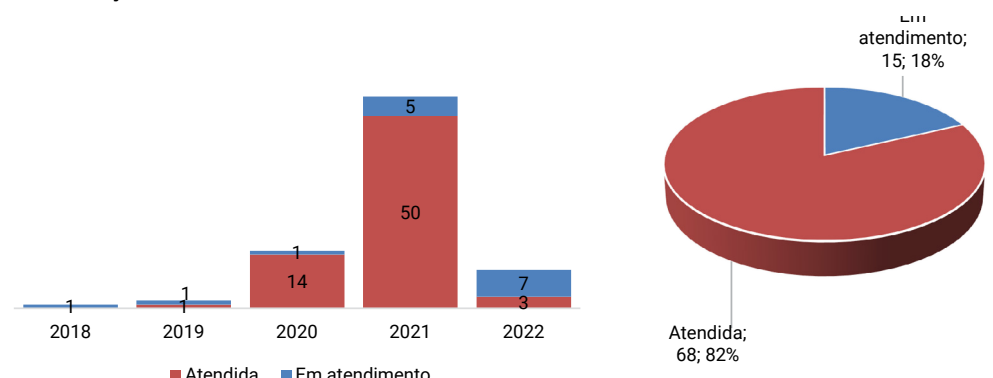
Ao longo do período, foi realizado o acompanhamento de 83 Solicitações, considerando as Solicitações emitidas no período e em períodos anteriores que ainda estavam em aberto, das quais 68 foram atendidas nesse período.

Legenda:

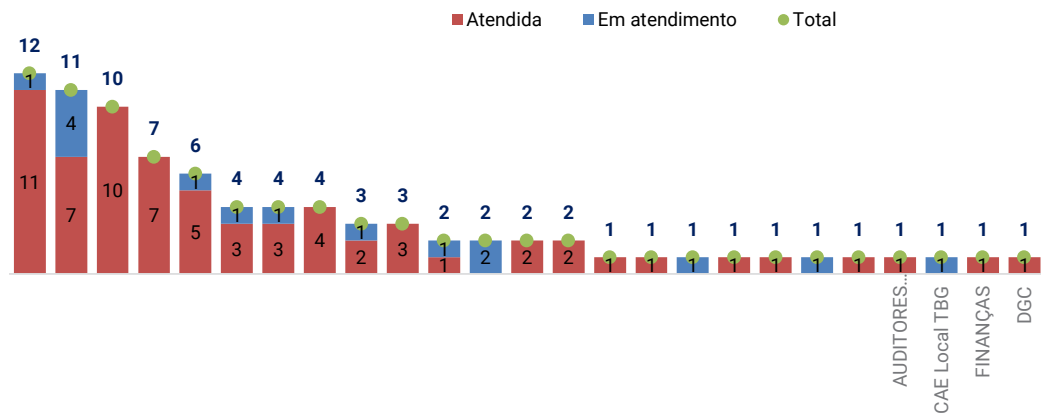
80 MANIFESTAÇÕES EMITIDAS PELO CAE NO PERÍODO - POR CATEGORIA



83 SOLICITAÇÕES ACOMPANHADAS PELO CAE NO PERÍODO



83 SOLICITAÇÕES ACOMPANHADAS PELO CAE NO PERÍODO - POR ÁREA RESPONSÁVEL



AGUP – Águas Ultra Profundas
CAECO – Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
CI – Comitê de Integridade
CME – Comercialização no Mercado Externo
CONTRIB – Contabilidade e Tributário
DGC – Diretoria de Governança Corporativa
G&E – Gás e Energia
GIA-E&P – Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção
RH – Recursos Humanos
SIPP – Supervisão Integrada de Planos de Previdência
TIC – Tecnologia da Informação e Telecomunicações

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, relativas ao Exercício findo em 31/12/2021, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;
- Acompanhamento da matriz de riscos classificados como Altos e Muito Altos, dos Riscos Priorizados para fins de reporte à Alta Administração, além da apreciação da Declaração de Appetite a Risco Empresariais da Petrobras;
- Recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias através do Relatório de Integridade e do Relatório Integrado da Ouvidoria Geral;
- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2021, onde o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- Monitoramento dos processos através da Auditoria Contínua;
- Avaliação do relatório das transações com partes relacionadas da Petrobras, revisão da Política de Partes Relacionadas e apreciação de 21 pautas de análise prévia de transações com partes relacionadas;
- Acompanhamento trimestral da Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção (contemplando os desafios e ações de mitigações, e a matriz de materialidade para embasar a seleção destes desafios aos riscos de fraude e corrupção) e acompanhamento do Plano de Implementação da Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD);
- Avaliação do Relatório Semestral de Gestão do Patrocínio de Planos de Benefícios Previdenciários, e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Petros;
- Acompanhamento das “ondas” de implantação da Associação Petrobras de Saúde (APS);

- Realização de 2 (duas) reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 16 reuniões, como itens de pauta, com o Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras (CAECO) e com os comitês de auditoria das sociedades do conglomerado Petrobras que possuem CAE próprio (CAE Local), a saber: CAE da Transpetro, CAE da TBG e CAE da Gaspetro;
- Acompanhamento da evolução do projeto de automatização dos Controles Internos e do Projeto #tranS4mar que engloba um conjunto de transformações tecnológicas e tem como principal iniciativa a mudança do sistema integrado de gestão (ERP).

Recomendações à Diretoria Executiva

Nos debates estabelecidos nas reuniões, realizadas no período em questão, com os gestores das diversas áreas da Companhia, foram efetuadas recomendações para melhoria dos processos de controles e gestão dos negócios.

Conclusões e recomendação ao Conselho de Administração

Durante o exercício de 2021, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, tendo presente as atribuições e limitações inerentes ao escopo de sua atuação, considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados, anteriormente aqui descritos de forma sumarizada, concluíram que:

- os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros foram efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção foram adequadas;
- a Auditoria Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;
- as transações com partes relacionadas avaliadas e monitoradas no período atenderam à Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras e forneceram evidências quanto à existência de condições estritamente comutativas, transparência, equidade, interesse da Companhia e divulgação adequada e tempestiva; e
- os parâmetros em que se fundamentaram os cálculos atuariais, bem como o resultado dos planos de benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social são razoáveis e alinhados às melhores práticas de mercado.

O exercício de 2021 foi um período muito produtivo para o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras, com destaque para as atividades de monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, da conformidade e do gerenciamento de riscos, de forma a assegurar o equilíbrio, a transparência e a integridade das informações financeiras publicadas para os investidores.

Neste contexto, como resultado de todo esse trabalho de acompanhamento e supervisão efetuados pelo Comitê, o CAE declara que não foi identificada nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes da KPMG e o próprio Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, estando todos os fatos relevantes adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras auditadas relativas a 31/12/2021.

O Comitê de Auditoria Estatutário registra seu agradecimento e reconhecimento aos Conselheiros Omar Carneiro da Cunha Sobrinho, Paulo Cesar de Souza e Silva e Cynthia Santana Silveira pelas relevantes contribuições aos trabalhos realizados pelo Comitê.

Rio de Janeiro, 21 de fevereiro de 2022.

MÁRCIO ANDRADE WEBER
PRESIDENTE DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

MURILO MARROQUIM DE SOUZA
MEMBRO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

RODRIGO DE MESQUITA PEREIRA
MEMBRO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

VALDIR AUGUSTO DE ASSUNÇÃO
MEMBRO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO
ESPECIALISTA FINANCEIRO E DE CONTABILIDADE SOCIETÁRIA

