INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Outlook IBP

2025-2029

Editorial

A indústria de óleo e gás, dada a sua centralidade estratégica para o desenvolvimento econômico e a segurança energética do Brasil, encontra-se justamente no ponto onde estrutura e conjuntura se cruzam para definir o presente e moldar o futuro. Nesta primeira edição do Outlook IBP, propomos um exercício prospectivo que combina memória e antecipação: traçamos estimativas para o setor nos próximos cinco anos (2025-2029) a partir de uma análise criteriosa de 2024 e do ambiente econômico construído nos últimos anos.

O ano de 2024 marcou, em muitos sentidos, um ponto de inflexão. De um lado, consolidou-se a recuperação econômica pós-pandemia, ainda que marcada por assimetrias setoriais e regionais. De outro, aprofundaram-se as tensões geopolíticas internacionais, que continuam a influenciar os fluxos globais de energia, o comportamento dos preços do petróleo, gás e combustíveis e o redesenho de cadeias produtivas. No plano doméstico, o Brasil seguiu navegando entre desafios fiscais e inflacionários e um mercado de trabalho que, embora com sinais de dinamismo, ainda enfrenta obstáculos estruturais. É nesse contexto que se insere a indústria nacional de óleo e gás, confrontando simultaneamente a urgência da transição energética, a necessidade de investimentos sustentáveis e a exigência de previsibilidade regulatória.

As análises aqui apresentadas são fruto de um esforço técnico-metodológico, baseado em dados consolidados, projeções de mercado e escuta ativa junto aos principais atores da cadeia produtiva. A estimativa da produção de petróleo, gás natural e combustíveis, os cenários de demanda doméstica e externa, os níveis esperados de investimento e o papel crescente das iniciativas de descarbonização formam um conjunto de vetores que, articulados, nos ajudam a compreender os rumos prováveis da indústria até o final da década.

O Outlook IBP busca ser uma ferramenta para o debate qualificado sobre o papel que o setor pode e deve desempenhar na construção de uma economia mais resiliente, eficiente e alinhada aos compromissos climáticos. O pano de fundo é o reconhecimento de que o Brasil possui vantagens comparativas relevantes — não apenas em termos de reservas e capacidade técnica, mas também pela oportunidade de liderar, com responsabilidade, uma evolução energética que seja justa, equitativa e ordenada.

Ao conjugar retrospectiva e projeção, a primeira edição do Outlook IBP inaugura uma tradição anual, oferecendo ao mercado, à sociedade e ao poder público uma referência confiável, transparente e estratégica sobre as perspectivas da indústria de óleo e gás.

Gerência de Análises Técnicas do Setor de Óleo e Gás / IBP
Rio de Janeiro, 2025

Carta do Presidente

É com satisfação que apresento a primeira edição do Outlook IBP, marco institucional do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás e da própria indústria nacional de óleo e gás. Este documento é, ao mesmo tempo, testemunho de nossa trajetória, retrato rigoroso do presente e visão estruturada do futuro. Buscamos entregar aos nossos Associados e à sociedade um estudo que contenha análises com rigor técnico e credibilidade, inerentes às atividades do Instituto.

O Outlook IBP 2025–2029 reafirma, com clareza, o papel do setor de O&G no desenvolvimento nacional, na competitividade econômica e na segurança do abastecimento, ao mesmo tempo em que pavimenta a transição energética. A indústria brasileira de óleo e gás é motor de crescimento, inovação tecnológica e inserção estratégica do país. Do pré-sal às novas fronteiras de exploração, dos biocombustíveis à captura e uso de carbono, do refino à distribuição, o setor demonstra sua capacidade contínua de investir, reinventar-se e gerar valor.

Hoje, somos responsáveis por 17% do PIB industrial, respondemos por 45% da oferta interna de energia e garantimos mais de 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos. Em 2024, com produção média de 3,4 milhões de barris/dia, o Brasil consolidou-se como oitavo maior produtor e consumidor de petróleo do mundo, segundo maior produtor global de biocombustíveis, além de o petróleo ter sido o produto mais exportado pelo país.

Nossa vocação energética é singular. As atividades de exploração do óleo do pré-sal emitem metade do carbono da média mundial; os biocombustíveis brasileiros são referência global; e as tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS) avançam com vigor. A transição energética no Brasil não precisa ser importada: ela nasce de nossos recursos, de nossa inventividade e da força de nossas instituições. Caminhamos para uma transição energética justa, gradativa e ordenada, que aproveita o potencial existente e assegura crescimento, inclusão social e segurança energética.

O Outlook IBP 2025–2029 projeta a evolução da produção, do consumo e dos investimentos até o fim da década, destacando os empregos, a arrecadação e a inovação que ampliarão nossa contribuição para o desenvolvimento nacional. Ao inaugurar esta publicação, reafirmamos nossa missão de promover o progresso do setor de energia e os valores que nos orientam – integridade, liderança, competitividade, sustentabilidade e compromisso com os nossos Associados e com a sociedade. Queremos que este documento inspire confiança, fomente reflexão e qualifique o debate sobre o futuro da energia no Brasil, no qual a indústria de óleo e gás seguirá sendo protagonista.

Roberto Furian Ardenghy
Presidente do IBP

Autores:
Isabella Costa
Aldren Vernersbach
Juliana Barretto
Leonardo Lima
Vinicius Daudt
Bárbara Ferreira

Editoração:
Carolina Pazó
Caroline Lyrio
Vanessa Rangel
Camilla Menezes

Projeto Gráfico:
Ana Carolina Aguiar

COSTA, I.; LIMA, L. VERNERSBACH, A.; DAUDT, V.; BARRETTO, J.; FERREIRA, B. Outlook IBP 2025.
IBP – Rio de Janeiro: Editora IBP, 2025.
ISBN: 978-65-88039-22-9

Sumário

Capítulo 1 – Balanço do Setor de Óleo e Gás

1.1. Cenário Econômico

1.2. *Upstream*

1.2.1. Produção de Petróleo

1.2.2. Comércio Exterior de Petróleo

1.3. Gás Natural

1.3.1. Produção de Gás Natural

1.3.2. Importação de Gás Natural

1.4. *Downstream*

1.4.1. Vendas de Combustíveis

1.4.2. Produção de Combustíveis

1.4.3. Demanda de Combustíveis

1.4.4. Comércio Exterior de Derivados

1.5. Arrecadação do Setor de O&G

1.5.1. *Royalties* e Participação Especial

Capítulo 2 – Análise da Curva de Produção IBP e Projeções

2.1. *Upstream*

2.1.1. Produção de Petróleo

2.1.2. Produção de Gás Natural

2.1.3. Investimentos e Arrecadação

2.1.4. Efeitos na Economia Nacional

2.2. Derivados

2.3. Biocombustíveis

2.4. Transição Energética

Considerações Finais

Referências

Expediente

Capítulo 1

Balanço do Setor de Óleo e Gás

Impacto Econômico do Setor

8º produtor de petróleo do mundo

9º maior parque de refino

17% do PIB industrial brasileiro

8º mercado consumidor do mundo

45% da oferta interna de energia (OIE)

2º maior produtor mundial de combustíveis

> 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos

18 refinarias

359 usinas de etanol

50 produtores de biodiesel

+42 mil postos de combustíveis

161 distribuidoras

557 importadores de petróleo e derivados

1.1. Cenário Econômico

O ano de 2024 apresentou uma trajetória de aceleração da atividade econômica no Brasil, com o Produto Interno Bruto (PIB) crescendo 3,4% no acumulado do ano. Esse resultado refletiu a convergência de múltiplos vetores: a resiliência de setores produtivos, a sustentação do consumo interno e uma retomada gradual dos investimentos.

Ao mesmo tempo, o avanço da atividade agregada resultou em um aumento da inflação, que encerrou o ano em 4,8%, superando o centro da meta estabelecida pelo regime de metas inflacionárias. Em resposta, a política monetária foi conduzida de forma mais conservadora, e a taxa Selic foi elevada progressivamente, encerrando 2024 em 12,25%.

O câmbio seguiu uma trajetória volátil, refletindo tanto fatores domésticos quanto movimentos do cenário internacional. A taxa média anual foi de R$ 5,39 por dólar, consolidando a tendência de desvalorização do real. Esse movimento impôs pressões adicionais sobre os custos de importação, os investimentos indexados à moeda estrangeira e, sobretudo, sobre cadeias expostas à dinâmica global de preços, como é o caso do setor de óleo e gás.

Nesse contexto, os efeitos macroeconômicos repercutiram diretamente sobre a dinâmica do setor. O crescimento da atividade favoreceu o aumento da demanda interna por combustíveis. Por outro lado, a elevação da inflação e dos juros aumentou os custos operacionais e reduziu a previsibilidade necessária para decisões de médio e longo prazo. A desvalorização cambial, por fim, teve efeitos ambíguos: ampliou a competitividade das exportações de petróleo bruto, mas também encareceu as importações de derivados, com impacto direto sobre os preços no mercado doméstico, ainda dependente de produtos refinados em outros países.

O panorama traçado revela um ambiente em que avanços produtivos e restrições econômicas coexistem. Nota-se que 2024 foi um ano em que a indústria de petróleo e gás foi desafiada a operar com eficiência e flexibilidade diante de uma economia em movimento – ora impulsionada, ora tensionada por variáveis globais e domésticas.

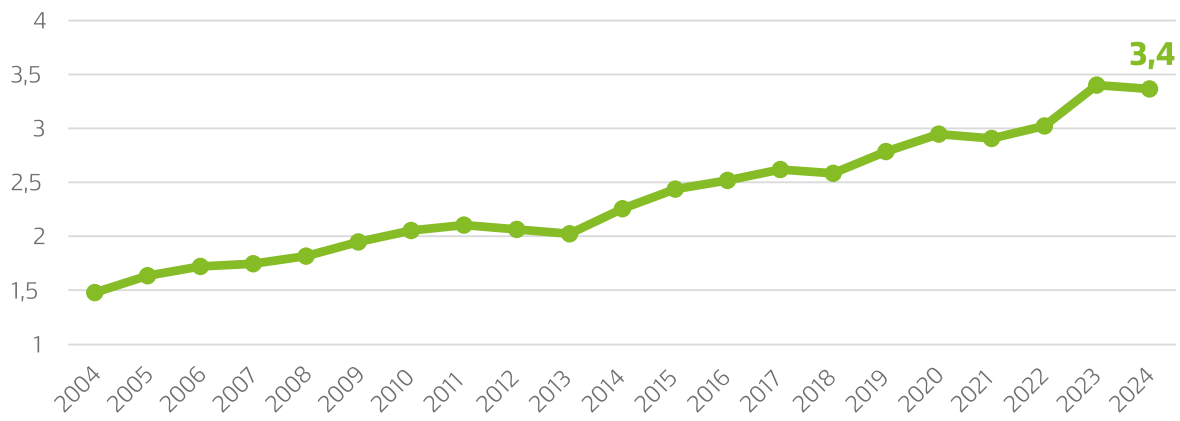
1.2 *Upstream*

1.2.1 Produção de petróleo

Em 2024, a produção nacional de petróleo manteve-se estável em torno de 3,4 milhões de barris por dia, com o polígono do pré-sal representando 78,5% desse total. As principais áreas produtoras continuam concentradas nas bacias de Santos, Campos, Potiguar e Recôncavo. Destaque para o crescimento da produção na Bacia de Santos, que registrou expansão de 3% no ano.

Gráfico 01 – Evolução da produção nacional de petróleo

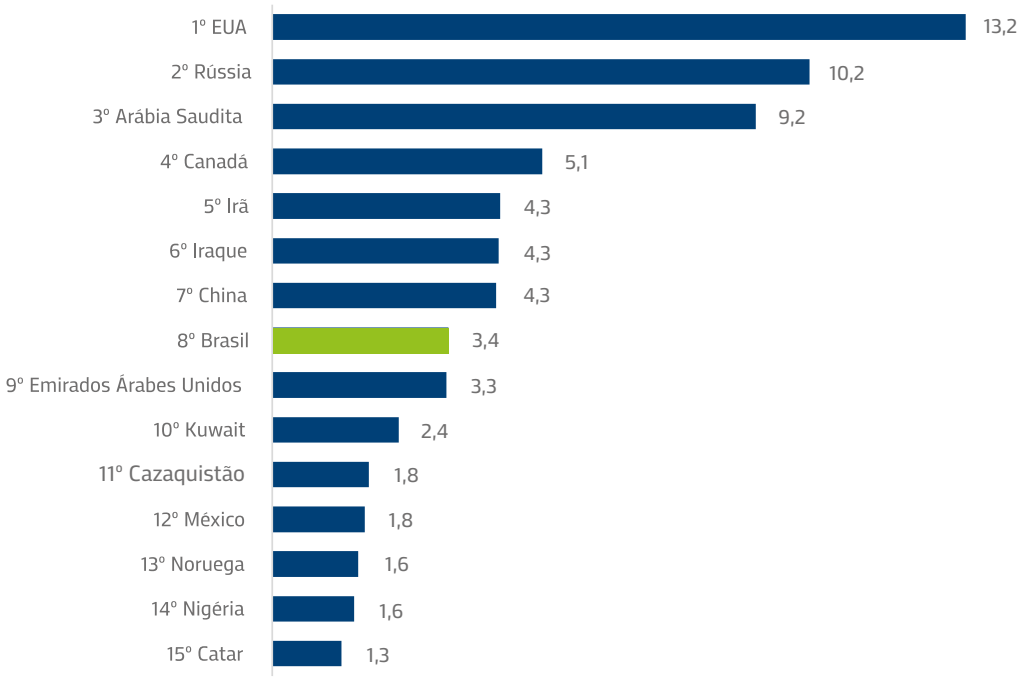
2004-2024, milhões de barris por dia



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 02 – Principais produtores de petróleo do mundo

2024, milhões de barris por dia



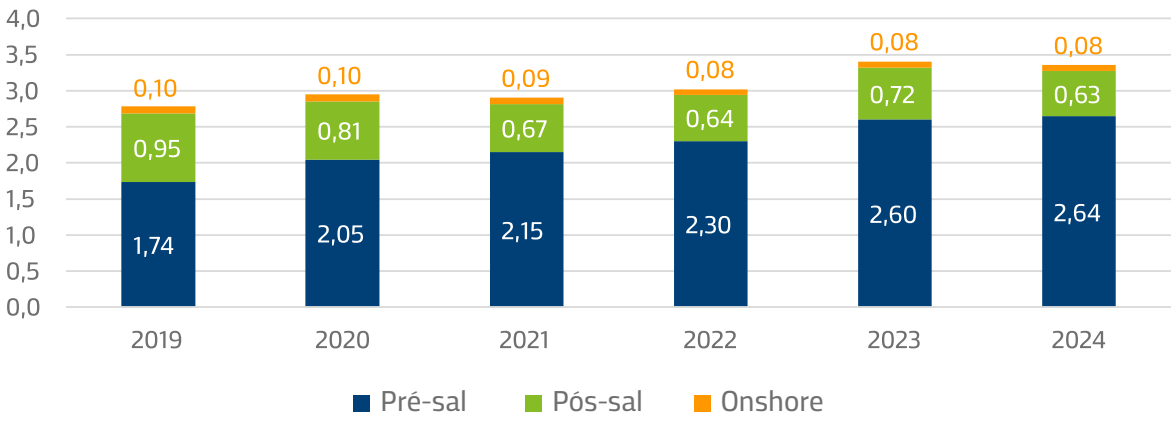
Fonte: Elaboração IBP com base no Energy Institute (2025).

No nível global, o Brasil manteve sua posição como o oitavo maior produtor mundial de petróleo, reafirmando a sua relevância estratégica no cenário do suprimento energético internacional.

No segmento de exploração e produção (*upstream*), observou-se um avanço na diversificação dos operadores, acompanhado pela contínua expansão da infraestrutura *offshore*, elementos que apontam para um potencial crescimento sustentado ao longo da próxima década.

Gráfico 03 – Produção de petróleo por ambiente

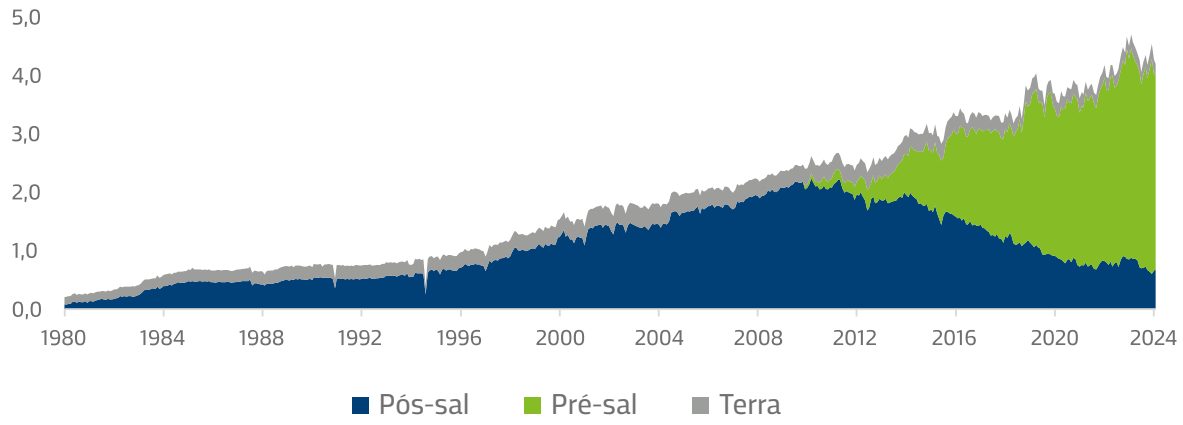
2019-2024, milhões de barris por dia



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 04 – Produção brasileira de petróleo e gás natural

1980-2024, milhões de barris de óleo equivalente por dia



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Os dez maiores campos exploratórios foram responsáveis por 76% da produção nacional, registrando um aumento de participação no total em relação aos 74% do ano anterior. Apesar de uma redução de 6% na produção do campo de Tupi, este manteve a sua liderança em termos de produção por campo. Em contrapartida, os campos de Itapu e Mero apresentaram crescimentos de 62% e 47%, respectivamente, destacando-se como os novos polos de aumento da produção de petróleo no país. No Campo de Mero foi colocado em operação o navio-plataforma Sepetiba, na área do bloco de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. Na sequência, foi iniciada a produção a partir do FPSO Alexandre de Gusmão, compondo o sistema de produção de Mero, com capacidade para produzir até 180 mil barris de óleo e comprimir até 12 milhões de metros cúbicos de gás diariamente. O FPSO Sepetiba faz parte de um sistema de produção que inclui a perfuração e a preparação do poço para a produção (completação) de oito poços produtores e oito poços injetores de água e gás que estão sendo interligados à unidade.

Tabela 01 – Maiores campos produtores de petróleo no Brasil

2019-2024, mil barris por dia

Campo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% 2023/2024	% 2019/2024
Tupi	945,1	953,8	901,0	839,7	832,3	779,2	-6%	-18%
Búzios	250,9	513,0	549,9	563,9	622,6	639,4	3%	155%
Mero	36,0	127,3	21,9	91,8	201,1	296,3	47%	724%
Itapu	0,0	51,3	0,0	1,9	92,4	149,8	62%	-
Sépia	0,0	85,3	14,2	135,0	144,8	132,5	-8%	-
Sapinhoá	5,3	577,8	195,1	180,0	168,4	130,9	-22%	2359%
Atapu	0,0	93,5	96,6	118,8	116,3	121,5	4%	-
Jubarte	204,8	137,2	158,3	100,9	126,8	114,5	-10%	-44%
Roncador	161,2	124,0	130,2	121,2	120,1	99,1	-18%	-39%
Peregrino	61,1	15,5	0,0	29,0	85,1	79,6	-6%	30%
Produção Top 10	1.664	2.679	2.067	2.182	2.510	2.543	1%	53%
Produção Brasil	2.785	2.940	2.905	3.021	3.401	3.357	-1%	21%
Participação Top 10	60%	91%	71%	72%	74%	76%	-	-

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

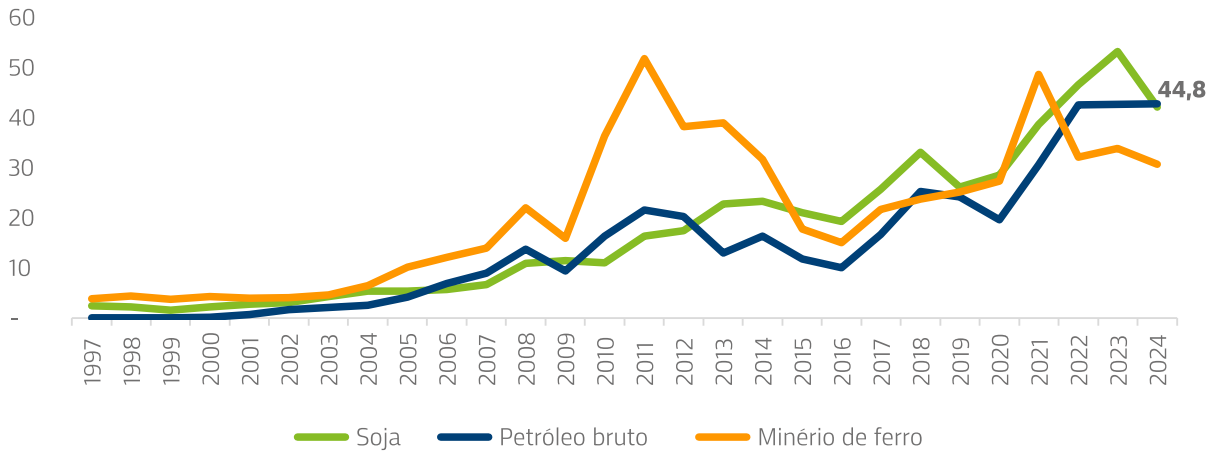
1.2.2 Comércio exterior de petróleo

Em 2024, o petróleo assumiu, pela primeira vez, a posição de principal produto exportado pelo Brasil. Foram 637 milhões de barris enviados ao mercado internacional, o equivalente a uma média diária de 1,75 milhão de barris – volume que representa mais da metade da produção nacional ao longo do ano.

Em termos monetários, as exportações de petróleo bruto somaram aproximadamente US$ 45 bilhões em receitas, com um superávit líquido de US$ 36,3 bilhões, após o desconto das importações do mesmo produto. Logo, a balança comercial do petróleo brasileiro consolida-se com superávit e firma a relevância do país no abastecimento energético global.

Gráfico 05 – Evolução dos principais produtos exportados

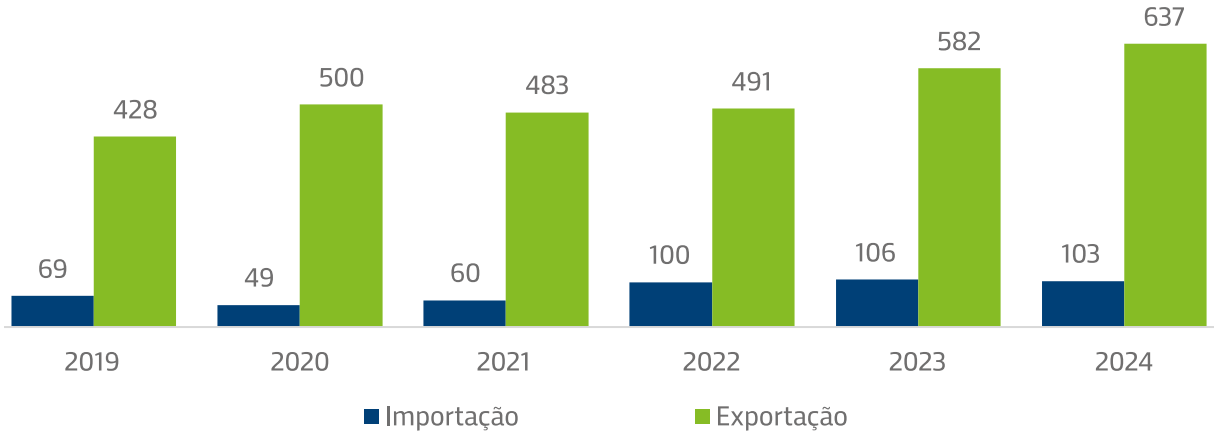
1997-2024, US$ bilhões



Fonte: Elaboração IBPcom base em MDIC, 2025.

Gráfico 06 – Exportações e importações de petróleo

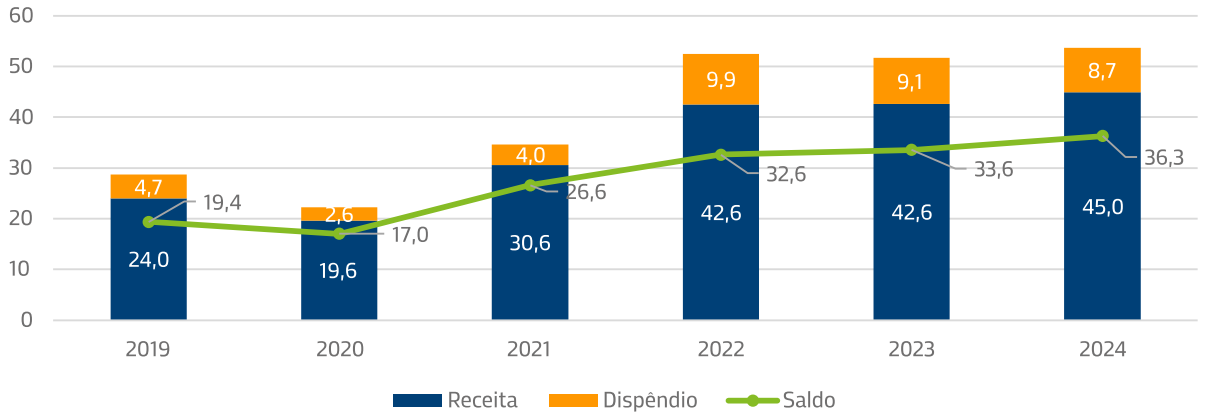
2019-2024, milhões de barris



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP, 2025.

Gráfico 07 – Balança comercial do petróleo

2019-2024, US$ bilhões



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP, 2025.

1.3 Gás Natural

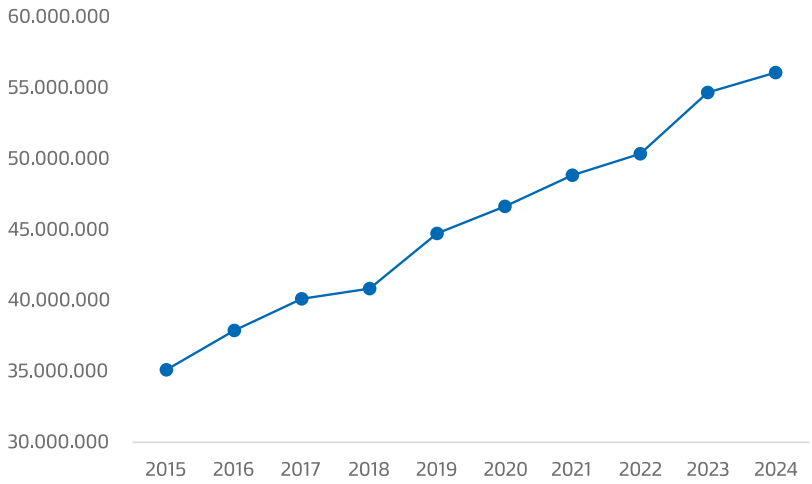
1.3.1 Produção de gás natural

O Brasil possui 517 bilhões de metros cúbicos de reservas provadas de gás natural, o que indica um potencial expressivo de produção. Em 2024, o país produziu 153 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia), sendo que quase 80% desse volume teve origem na área do pré-sal.

Em 2024, a produção de gás natural no Brasil cresceu 2,3%, totalizando 56 bilhões de metros cúbicos (bcm) ao longo do ano, com uma média diária de 153,1 milhões de metros cúbicos. As principais bacias produtoras foram as de Santos, Solimões, Campos e Parnaíba. Assim como no caso do petróleo, o pré-sal foi o principal responsável por esse desempenho.

Gráfico 08 – Evolução da produção de gás natural

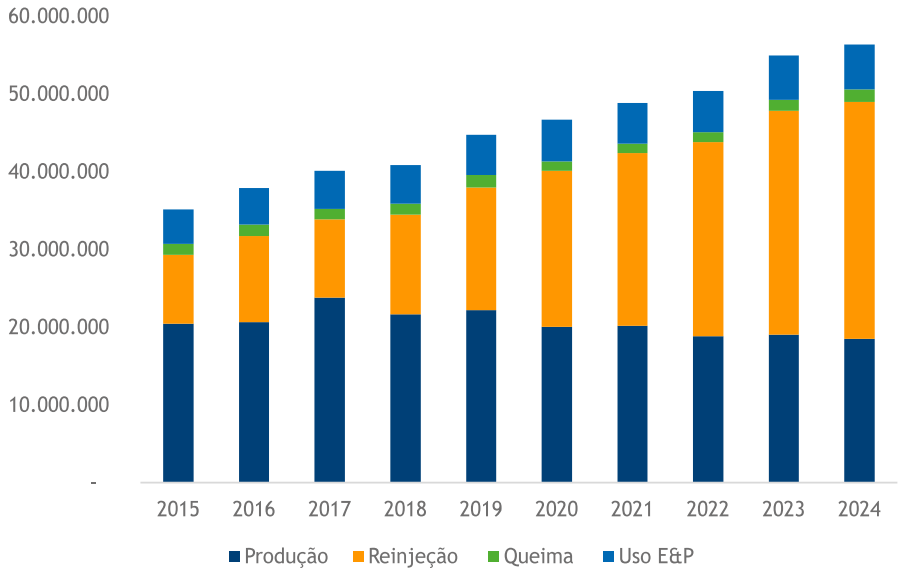
2015 – 2024, mil m³



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP, 2025.

Gráfico 09 – Evolução da produção de gás natural segmentada

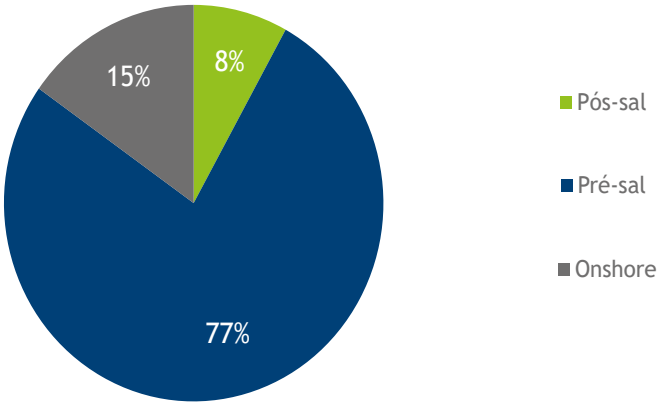
2015 – 2024, mil m³



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 10 – Produção de gás natural

2024, % por ambiente



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Quanto à configuração da produção, quando se trata de gás natural, o ambiente *onshore* apresenta uma participação significativamente maior, representando cerca de 15% do total – percentual que, no caso do petróleo, não chega a 3%.

Assim como na produção de petróleo, os 10 maiores campos produtores de gás natural também representaram cerca de ¾ da produção doméstica. Enquanto Sapinhoá, Mexilhão e Jubarte tiveram uma queda de produção entre 14% e 21%, o campo de Mero se destacou com um crescimento de 51% em 2024.

Tabela 02 – Maiores campos produtores de gás natural no Brasil

2019-2024, milhões de mᵉtros cúbicos por dia

Campo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% 2023/2024	% 2019/2024
Tupi	39,9	41,7	41,7	39,9	40,2	39,1	-3%	1%
Búzios	9,5	20,0	21,9	23,1	26,4	27,0	2%	178%
Mero	2,5	1,7	1,4	5,9	13,0	19,6	51%	432%
Sapinhoá	9,9	9,3	9,5	8,8	8,0	6,3	-21%	-20%
Rio Urucu	7,5	6,2	6,5	6,1	5,8	6,2	6%	-22%
Leste de Urucu	6,6	6,5	6,5	6,3	6,4	6,1	-6%	-3%
Sépia	0,0	0,0	0,4	4,0	4,9	4,9	1%	-
Atapu	0,0	0,5	3,3	4,3	4,3	4,5	5%	-
Mexilhão	6,5	5,7	4,5	4,9	3,9	3,3	-17%	-39%
Jubarte	5,4	5,0	4,2	2,5	3,2	2,7	-14%	-41%
Produção Top 10	88	97	100	106	116	120	3%	32%
Produção Total	122	127	134	138	150	153	2%	22%
Participação Top 10	72%	76%	75%	77%	77%	78%	-	-

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

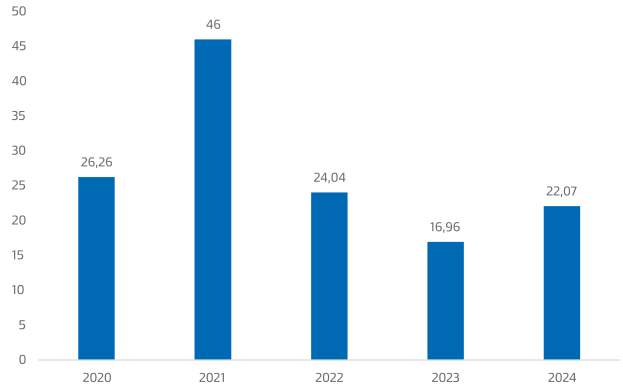
1.3.2 Importação de gás natural

No âmbito do comércio internacional de gás natural, o Brasil não atua como exportador da *commodity*, sendo exclusivamente um importador tanto de gás canalizado como de GNL. A Bolívia é um dos principais fornecedores de gás natural ao Brasil. Em 2024, as importações bolivianas foram, em média, de 14,0 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia). Apesar da queda na produção boliviana, há perspectivas de aumento das importações oriundas da Argentina, que seriam inicialmente escoadas por meio da infraestrutura já existente. A Argentina começou a exportar gás para o Brasil no início de 2025, embora os volumes ainda sejam limitados, concentrando-se na demanda sazonal e em oportunidades no mercado *spot*.

O ano de 2024 foi marcado por um aumento das importações brasileiras do energético. Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o volume importado cresceu 30% em comparação a 2023, alcançando 22 milhões de m³/dia. Esse montante representou um dispêndio aproximado de US$ 2,4 bilhões.

Gráfico 11 – Evolução da importação de gás natural pelo Brasil

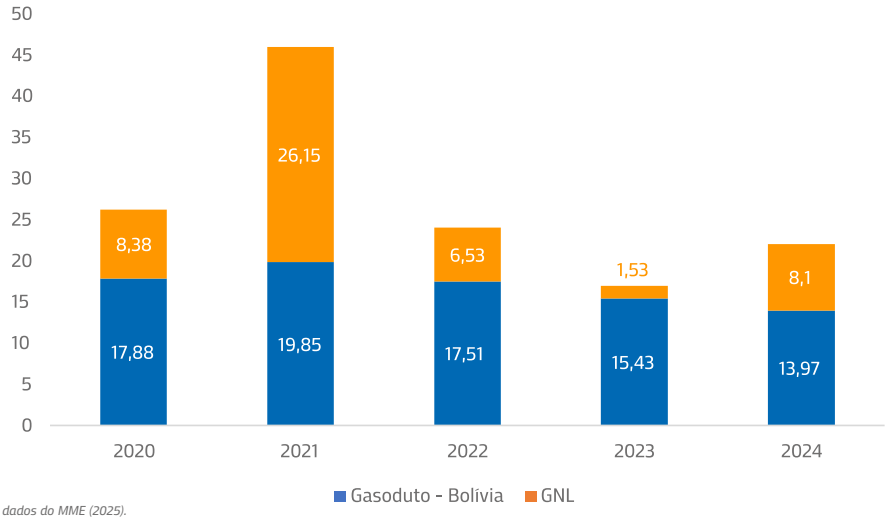
2019-2024, milhões de metros cúbicos por dia



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 12 – Evolução da importação de gás natural pelo Brasil (GNL e gasoduto Bolívia)

2019-2024, milhões de metros cúbicos por dia



Fonte: Elaboração IBP com dados do MME (2025).

Esse aumento nas importações está associado principalmente ao maior despacho das usinas termelétricas em 2024, para compensar a redução na geração de energia hidrelétrica devido à estiagem em importantes bacias hidrográficas do país. Diante da evolução das importações, o gás natural continua a ser um energético relevante para a matriz brasileira, servindo de fonte suplementar ao sistema nacional.

1.4 *Downstream*

País com robusta infraestrutura instalada

Otimização e eficiência devem ser consideradas

+60.000.000
automóveis

+25.000.000
motocicletas

+1.000.000
ônibus e micro-ônibus

+3.000.000
caminhões

+100 aeroportos

+42 mil postos de combustíveis

+1,6 milhões km de malha rodoviária

213 mil km de malha rodoviária pavimentada (13,6%)

30,5 mil km de malha ferroviária

45 mil km de malha dutoviária

18 refinarias autorizadas

140 produtores de lubrificantes

+500 importadores de combustíveis e lubrificantes

+400 produtores de biocombustíveis

212 comunidades instaladas isoladas de energia elétrica

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP | CBJE | Ministério dos Transportes | BNDES.

2º maior produtor de biocombustíveis do mundo

Destaques da conjuntura 2024

CENÁRIO INTERNACIONAL

- Volatilidade nos preços internacionais do petróleo
- Conflitos geopolíticos
- Ajustes de produção OPEP+

CENÁRIO NACIONAL

- Crescimento do PIB brasileiro acima das expectativas
- Políticas de desenvolvimento industrial
- Impacto do El Niño nas safras agrícolas
- Elevação da taxa de câmbio no segundo semestre
- Sanção da Lei Combustível do Futuro
- Aprovação da regulamentação da Reforma Tributária

O mercado brasileiro de combustíveis é impactado por uma série de fatores geopolíticos, econômicos e regulatórios, tanto internos quanto externos. Além disso, está passando por transformações estruturais importantes, impulsionadas pela necessidade de descarbonização da economia e pela transição para fontes de energia de baixo carbono.

Desde a década de 1950, o Brasil consolidou um modelo logístico fortemente baseado no transporte rodoviário, alinhado à estratégia de industrialização e ao fortalecimento da indústria automobilística. Desse modo, a ampliação da malha rodoviária ao longo do território nacional garantiu ao modal rodoviário a posição de principal meio de transporte de cargas no país.

Essa predominância tem impacto direto sobre a matriz de consumo de combustíveis, com destaque para o óleo diesel, amplamente utilizado por caminhões e ônibus. O transporte rodoviário é essencial tanto para o escoamento de cargas em longas distâncias quanto para o transporte coletivo urbano, sendo particularmente relevante para o agronegócio, principal motor das exportações brasileiras. A logística agrícola depende da conexão entre os polos produtivos do interior do país e os portos destinados ao comércio exterior.

No agronegócio, mesmo diante de condições climáticas adversas, como os efeitos do El Niño, que afetaram as safras de soja e grãos, o consumo de derivados manteve-se elevado no setor. Segundo o Observatório Nacional de Transporte e Logística, o volume transportado de soja, milho e farelo de soja caiu 10,3% no ano, impactando negativamente a atividade de frete rodoviário.

Por outro lado, outros setores compensaram essa desaceleração. O setor da construção civil, segundo a CBIC (Câmara Brasileira da Indústria da Construção), registrou crescimento de 4,1% em 2024, impulsionando o transporte de materiais e o consumo de diesel. Além disso, as indústrias extrativa e de transformação apresentaram aumento nos volumes exportados, fortalecendo a demanda por transporte e energia no país.

O ano também foi marcado pelas enchentes no Rio Grande do Sul, causando dificuldades de abastecimento na região, especialmente para o acesso ao biodiesel e ao etanol anidro. Diante disso, a ANP flexibilizou temporariamente as misturas obrigatórias dos combustíveis para garantir o abastecimento na região. Já na região norte, uma severa estiagem acendeu o alerta para o abastecimento, uma vez que a região é dependente do modal hidroviário.

Esse cenário é ainda mais complexo com o crescimento contínuo da demanda por mobilidade no país, o que aumenta a necessidade de planejamento estratégico por parte dos diferentes *stakeholders*, tanto no setor público quanto no setor privado.

Diante desse cenário, o objetivo deste subcapítulo é analisar a evolução do mercado de combustíveis no Brasil ao longo de 2024, identificando os principais eventos que impactaram o setor e oferecendo as primeiras impressões para 2025.

O acompanhamento constante dessa dinâmica é fundamental para entender as tendências e desafios que moldarão o futuro do mercado de combustíveis e suas implicações para a economia nacional.

1.4.1 Vendas de combustíveis

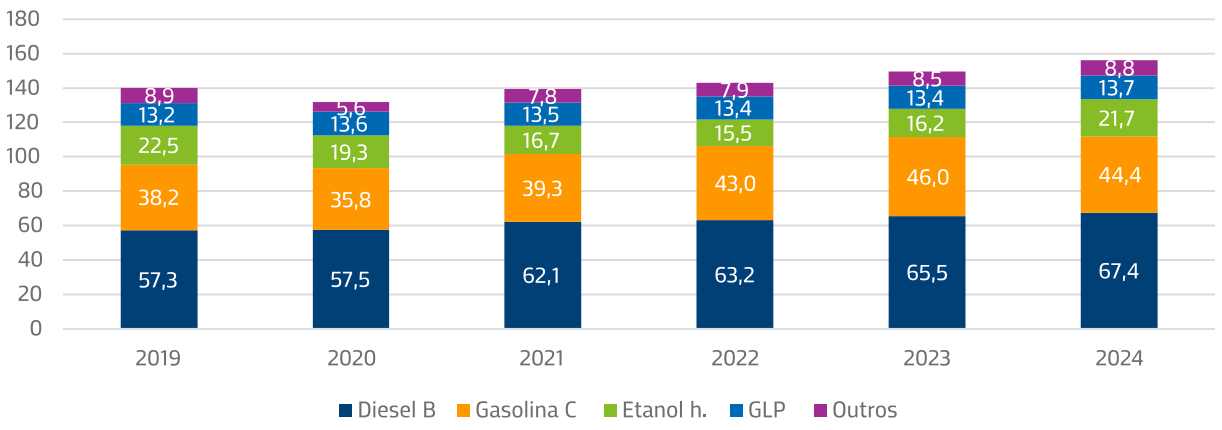
As vendas de combustíveis no Brasil apresentaram um crescimento de aproximadamente 4% em 2024 em comparação com o ano anterior, totalizando 155,6 milhões de metros cúbicos, superando, assim, a marca de 150 milhões de metros cúbicos. Os principais combustíveis consumidos no período foram o diesel B, a gasolina C, o etanol hidratado e o gás liquefeito de petróleo (GLP).

O óleo diesel manteve-se como o combustível mais representativo, respondendo por 43% do volume total comercializado, com um incremento anual de 2,6%. O etanol hidratado, por sua vez, respondeu por 14% das vendas totais e apresentou a variação mais expressiva do ano, com crescimento de 33%, atingindo 21,6 milhões de metros cúbicos. Gasolina C e GLP também figuraram entre os produtos de maior volume comercializado, embora com variações menos acentuadas.

Do ponto de vista regional, os estados com maior volume de consumo foram São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro, reforçando a centralidade da Região Sudeste na dinâmica do mercado nacional de combustíveis. Ressalta-se, ainda, o desempenho do Amazonas, que apresentou uma elevação de quase 10% nas vendas internas de combustíveis em relação a 2023.

Gráfico 13 – Perfil de consumo (vendas) de combustíveis no Brasil

2019-2024, milhões de metros cúbicos



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Tabela 03– Vendas de combustíveis por estado do Brasil

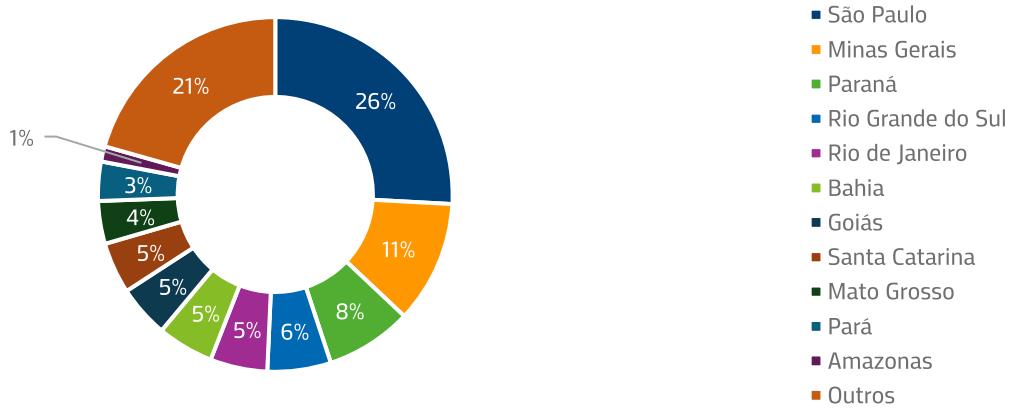
2019-2024, milhões de metros cúbicos

Estado	2019	2020	2021	2022	2023	2024
São Paulo	39,4	34,8	35,6	37,5	39,3	40,4
Minas Gerais	15,1	14,5	15,1	15,6	16,5	17,4
Paraná	11,1	10,9	11,3	11,4	11,9	12,3
Rio Grande do Sul	8,3	7,7	8,2	8,5	8,8	9,0
Rio de Janeiro	7,1	5,9	6,1	6,8	7,5	8,1
Bahia	7,0	6,8	7,2	7,0	7,6	8,0
Goiás	6,4	6,3	6,7	6,9	7,2	7,4
Santa Catarina	6,2	5,9	6,5	6,7	6,9	7,3
Mato Grosso	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1
Pará	4,7	5,0	5,4	5,5	5,6	5,6
Amazonas	2,0	1,8	2,0	2,1	2,0	2,2
Outros	28,2	27,2	30,2	29,5	30,6	32,2
Total	140	132	139	143	150	156

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 14 – Perfil de consumo (vendas) por estado do Brasil

2024, % participação



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

O forte crescimento nas vendas de etanol em 2024 está diretamente relacionado a uma combinação de fatores, com destaque para a boa safra de 2023/24. Esse aumento na produção garantiu um elevado estoque de passagem durante o período de entressafra (dezembro de 2023 a março de 2024), favorecendo um volume de vendas acima da média no período. Parte desse desempenho também pode ser atribuída à safra 2024/25, que registrou aumento em relação à anterior. Com maior disponibilidade no mercado e preços mais atrativos, observou-se um aumento da participação do etanol hidratado frente à gasolina C, no mix do ciclo Otto. Dado que aproximadamente 76,2% da frota nacional é composta por veículos flex (SindiPeças, 2024), o aumento na demanda por etanol pode ser interpretado como uma resposta à variação relativa de preços entre os combustíveis.

Em termos de preço médio anual, entre os quatro principais combustíveis, apenas o GLP não apresentou variação positiva. A gasolina C registrou o maior incremento, com elevação de aproximadamente 7,3%, ao passar de R$ 5,50 em 2023 para R$ 5,90. O diesel e o etanol, por sua vez, apresentaram aumentos mais discretos, ambos em torno de 3%.

1.4.2 Produção de combustíveis

Desde o início dos anos 2000, o parque de refino nacional passou por uma nova onda de investimentos, com foco na modernização das unidades existentes e na ampliação da capacidade instalada. Esses aportes foram motivados, principalmente, pela necessidade de adequação aos padrões internacionais de qualidade dos combustíveis e pela exigência de menores emissões de poluentes. Atualmente, o Brasil detém o 9º maior parque de refino do mundo (Energy Institute, 2024), composto por 18 refinarias com capacidade instalada total de aproximadamente 2,4 milhões de barris por dia (mb/d), segundo a ANP. Vale destacar que o Brasil ocupa a posição de segundo maior produtor de biocombustíveis do mundo (Energy Institute, 2024).

Em 2024, o volume processado nas refinarias brasileiras foi de aproximadamente 2 milhões de barris por dia (mb/d), resultando em um total anual de 726,8 milhões de barris. Do total de petróleo refinado, cerca de 86% têm origem nacional, enquanto 12% são provenientes de importações e os 2% restantes correspondem a outras cargas processadas.

No panorama regional, o estado de São Paulo se destaca como o principal polo de refino do país, respondendo por 43% da produção nacional. Em seguida, aparecem Bahia, Rio de Janeiro, Paraná e Rio Grande do Sul. Apesar de sua relevância individual, a soma do volume refinado por esses quatro estados ainda permanece inferior ao total processado pelas refinarias paulistas.

Tabela 04 – Volume refinado por estado

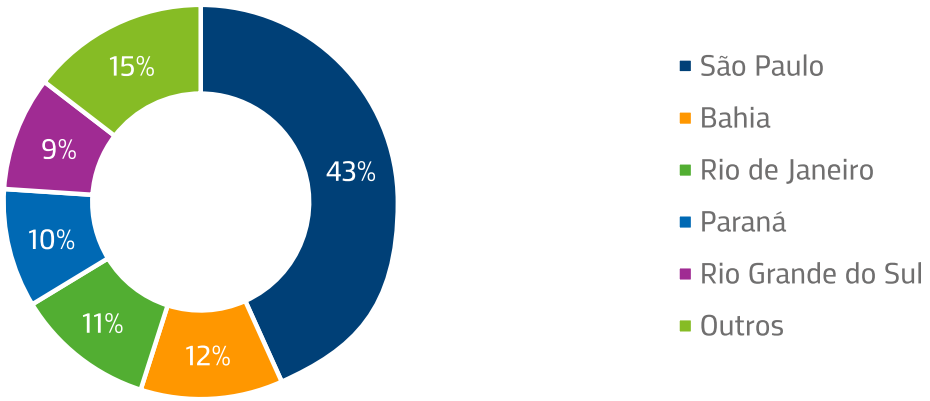
2019-2024, milhões de metros cúbicos

UF	2019	2020	2021	2022	2023	2024
São Paulo	40,6	41,3	46,0	48,9	49,3	50,1
Bahia	13,2	14,6	12,1	14,6	15,1	13,5
Rio de Janeiro	11,6	11,1	11,5	12,6	13,6	13,2
Paraná	9,8	10,4	10,6	9,4	11,8	11,3
Rio Grande do Sul	9,2	8,6	9,5	10,3	9,5	10,9
Outros	17,0	16,9	15,9	16,6	17,0	16,9
Total	101,4	102,9	105,5	112,3	116,3	115,7

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Gráfico 15 – Volume refinado por estado

2024, % participação



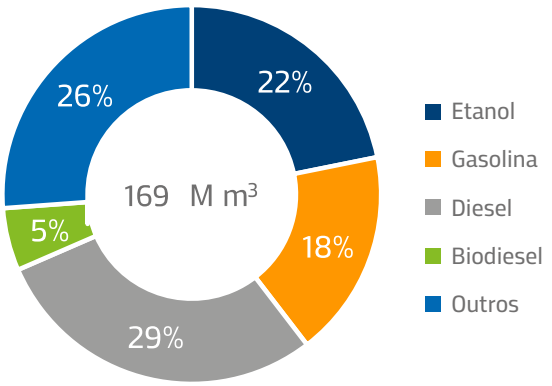
Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

A produção nacional de combustíveis e biocombustíveis totalizou, em 2024, aproximadamente 169 milhões de metros cúbicos, o que equivale a uma média diária de 463,6 mil metros cúbicos, ou cerca de 3 milhões de b/d. Assim como nas vendas, o óleo diesel se manteve como o principal derivado produzido no país, com um volume de cerca de 49 milhões de metros cúbicos, representando um aumento de 3,2% em relação ao ano anterior. As maiores taxas de crescimento, contudo, foram observadas na produção de biodiesel, com alta de 20%, seguida pela gasolina A (5%) e pelo etanol hidratado (4%).

O biodiesel se destacou na matriz de produção em 2024, registrando um crescimento de 20% no volume produzido em comparação a 2023, totalizando 9 milhões de metros cúbicos. Esse avanço foi impulsionado, principalmente, pela elevação do teor obrigatório de mistura ao óleo diesel, que passou de 12% para 14%, conforme estabelecido pela Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024). A medida teve como objetivo estimular o uso de biocombustíveis no Brasil, promovendo um avanço gradativo na descarbonização do setor de transportes.

Gráfico 16 – Produção de combustíveis e biocombustíveis

2024, % por produto



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

1.4.3 Demanda de combustíveis

• Diesel

Em 2024, o consumo de diesel no Brasil apresentou um crescimento de 2,66% em relação ao ano anterior, totalizando 67,2 milhões de metros cúbicos. Esse aumento ocorreu mesmo diante de adversidades climáticas significativas, especialmente associadas ao fenômeno El Niño, que afetaram negativamente a safra de soja e grãos do ciclo 2023/2024. Como consequência, observou-se uma retração de 10,3% no transporte de soja, milho e farelo, segundo dados do Observatório Nacional de Transporte e Logística, o que indicaria, em um primeiro momento, uma possível redução da demanda por transporte rodoviário de cargas e, por extensão, uma queda no consumo de diesel.

No entanto, outros setores da economia brasileira compensaram essa retração do agronegócio. A construção civil, por exemplo, exerceu papel relevante na sustentação da demanda por transporte e combustíveis, registrando um crescimento de 4,1% no ano, conforme dados da CBIC. Esse desempenho contribuiu para manter aquecida a demanda por fretes em diversas regiões do país, impulsionando, por conseguinte, o consumo de diesel.

Outro fator que contribuiu para o aumento do consumo foi o desempenho positivo das exportações brasileiras que, apesar da queda de US$ 9 bilhões (-11%) nas exportações do setor agropecuário em relação a 2023, apresentaram crescimento em outros segmentos. A indústria extrativa teve um aumento de US$ 1,93 bilhão (2,4%) e a indústria de transformação expandiu as suas exportações em US$ 4,81 bilhões (2,7%). O volume total exportado em quilogramas também aumentou 1,1%, sinalizando intensificação da atividade logística associada à movimentação de mercadorias para o mercado externo.

Portanto, embora o setor agrícola tenha enfrentado desafios importantes em 2024, a expansão da construção civil e o desempenho positivo das exportações industriais contribuíram decisivamente para sustentar e até ampliar o consumo nacional de diesel, refletindo a resiliência e a diversificação das fontes de demanda no transporte de cargas no país.

• Ciclo Otto

Em 2024, observou-se um aumento relevante no consumo de combustíveis do Ciclo Otto no Brasil, que totalizou 59,3 milhões de metros cúbicos em gasolina equivalente, representando um crescimento de 3,4% em relação ao ano anterior. Esse desempenho positivo reflete mudanças tanto na estrutura da demanda quanto em fatores conjunturais, que influenciaram o mercado de combustíveis leves ao longo do ano.

A composição desse volume evidencia dinâmicas distintas entre os principais combustíveis que integram o Ciclo Otto. O etanol hidratado apresentou uma expansão expressiva, atingindo 21,6 milhões de metros cúbicos, o que corresponde a um aumento de 33,3% em comparação com 2023. Esse crescimento contrasta com a retração observada na gasolina C, cujo consumo recuou 4,1%, totalizando 44,1 milhões de metros cúbicos.

A expansão no consumo de combustíveis do Ciclo Otto também pode ser associada a dois fatores conjunturais específicos. Primeiramente, o mercado de veículos leves registrou desempenho positivo em 2024, com aumento de 8,7% no licenciamento de automóveis flex fuel, de acordo com dados da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). Em segundo lugar, o calendário eleitoral, com a realização das eleições municipais no segundo semestre do ano, contribuiu para intensificar a circulação de pessoas e veículos, elevando temporariamente a demanda por combustíveis, sobretudo em áreas urbanas.

• Querosene de Aviação (QAV)

Em 2024, a aviação civil nacional registrou o melhor desempenho desde o início da pandemia, consolidando-se como um dos principais vetores de recuperação da mobilidade no país. De acordo com dados da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC), foram movimentados 118,3 milhões de passageiros ao longo do ano, o segundo maior volume da série histórica, representando um crescimento de 5% em relação a 2023. Apesar do avanço expressivo, o setor ainda não retomou completamente os níveis de 2019, ano em que o volume de passageiros transportados alcançou 118,6 milhões.

A recuperação do setor também se refletiu nos indicadores operacionais de oferta e demanda. A demanda total, medida em RPK (Revenue Passenger Kilometers), apresentou crescimento de 7% nos voos internacionais e de 5% nos voos domésticos, em comparação ao ano anterior. Por sua vez, a oferta de assentos disponíveis, mensurada em ASK (Available Seat Kilometers), também se expandiu, com crescimento acumulado de 14,8% nos voos internacionais e de 3,6% nos voos domésticos. Esses dados indicam não apenas uma recuperação gradual da demanda reprimida nos últimos anos, mas também uma estratégia das companhias aéreas de reposicionar as suas malhas e ampliar a conectividade internacional.

O ambiente de maior dinamismo operacional no setor refletiu-se diretamente no consumo de combustíveis do modal aéreo. Em 2024, o consumo de querosene de aviação (QAV) cresceu 5,8%, totalizando 6,97 milhões de metros cúbicos. Esse aumento está em linha com a retomada sustentada do setor, sendo impulsionado tanto pela maior movimentação de passageiros quanto pela ampliação da oferta de voos, especial-

mente no mercado internacional. O desempenho da aviação civil brasileira em 2024 evidencia, portanto, uma trajetória de retomada robusta, embora ainda incompleta, com perspectivas de consolidação para os próximos anos.

1.4.4 Comércio exterior de derivados

No mercado de derivados de petróleo, o Brasil mantém uma dependência estrutural, especialmente em produtos como óleo diesel. Embora também exporte derivados, o saldo comercial permanece negativo. Em 2024, o país importou 216,1 milhões de barris e exportou 137,3 milhões, gerando um déficit físico de 78,8 milhões de barris. As exportações somaram US$ 12 bilhões, mas o saldo da balança foi negativo em US$ 4,9 bilhões (ANP, 2024).

Esse desequilíbrio reflete limitações do parque de refino nacional que, embora tenha capacidade instalada de cerca de 2,4 milhões de barris por dia, ainda carece de flexibilidade para processar com eficiência o petróleo leve do pré-sal e atender integralmente à demanda por diesel de baixo teor de enxofre (EPE, 2024). O diesel representa a maior parte das importações devido à predominância do transporte rodoviário de cargas no país. Assim, o Brasil exporta excedentes de óleo bruto e importa derivados de maior valor agregado, como diesel e gasolina, resultado de um descompasso entre produção e demanda interna por produtos refinados.

1.5 Arrecadação do Setor de O&G

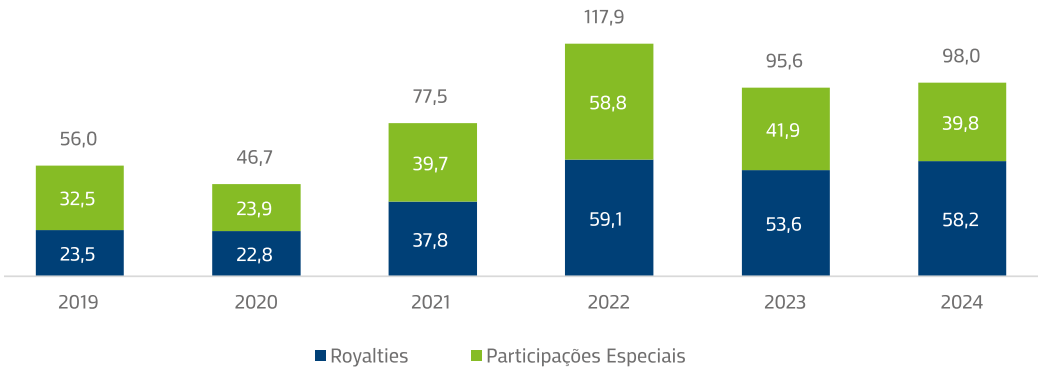
1.5.1 *Royalties* e participação especial

O crescimento da produção brasileira ao longo da última década tem contribuído para a elevação das participações governamentais. A volatilidade dos preços nesse período é refletida nas variações da arrecadação com *royalties* e participações especiais, não obstante, é válido ressaltar os montantes cada vez maiores oriundos do lucro-óleo, contido nos contratos do regime de partilha.

Em 2024, a arrecadação com *royalties* (R$ 58,2 bilhões) e participação especial (PE) (R$ 39,8 bilhões) superou R$ 98 bilhões[1], representando um crescimento de aproximadamente 2,6% em relação ao ano anterior, o segundo maior valor da série histórica, atrás apenas de 2022, quando a guerra entre Rússia e Ucrânia fez o preço do barril atingir um pico de US$ 122. Em 2023, os valores somaram R$ 53,6 bilhões em *royalties* e R$ 41,9 bilhões em PE, totalizando R$ 96 bilhões.

Gráfico 17 – *Royalties* e participações especiais | União, estados e municípios

2019-2024, R$ bilhões



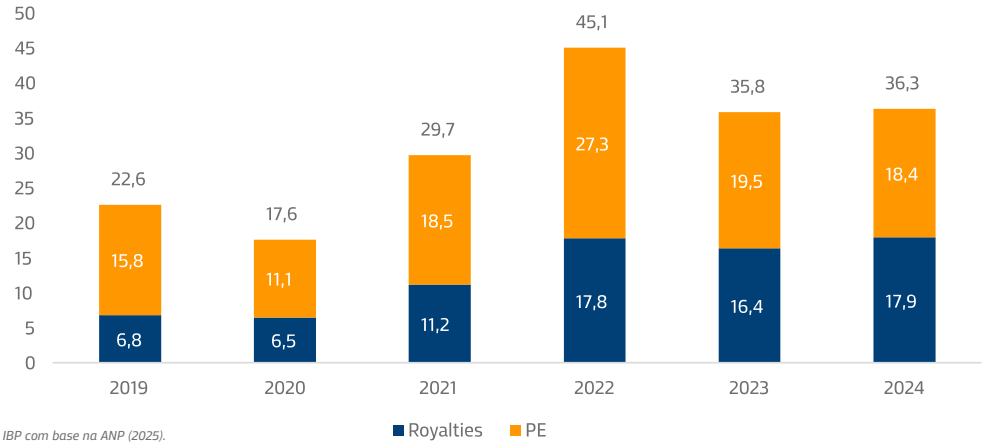
Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

1 Além das parcelas dos royalties destinadas à União, aos estados e aos municípios, incluem-se, para fins de apuração do montante total distribuído, os depósitos judiciais no valor de R$ 182 milhões e os recursos oriundos de fundos especiais, que somaram R$ 4,9 bilhões. Ressalte-se que as Participações Especiais também foram beneficiárias de valores provenientes de fundos especiais, totalizando R$ 3,1 bilhões.

• União

Gráfico 18 – *Royalties* e Participações Especiais | União

2019-2024, R$ bilhões



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

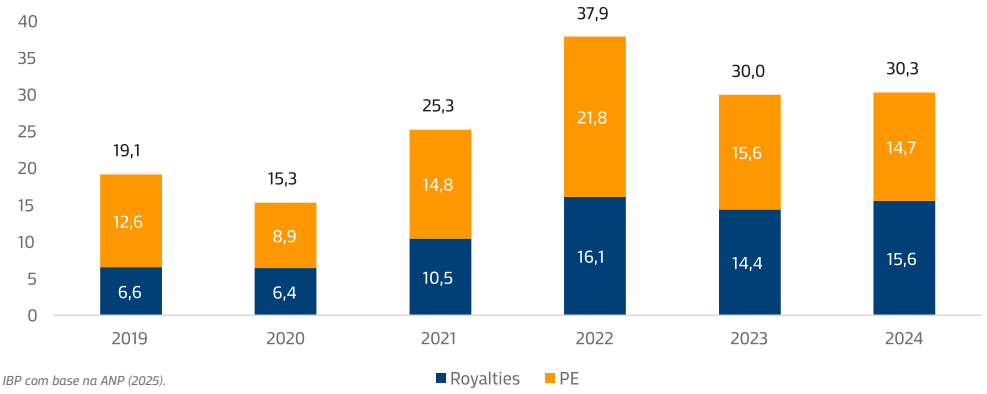
Por sua vez, o lucro-óleo, que corresponde à parcela de óleo destinada à União nos contratos de partilha, rendeu R$ 10,3 bilhões para os cofres públicos em 2024, ante R$ 6 bilhões no ano anterior. Apesar do valor inferior às outras participações governamentais, a expectativa é de que a arrecadação com essa fonte tenha um crescimento acentuado nos próximos anos. Segundo estimativas da PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.), a comercialização desse óleo deverá atingir um pico de cerca de R$ 72 bilhões em 2030.

• Estados

A arrecadação de *royalties* e participações especiais (PE) pelos estados brasileiros manteve trajetória ascendente no período de 2019 a 2024, refletindo a dinâmica da produção de petróleo e gás natural, os preços internacionais da *commodity* e a taxa de câmbio. Em valores agregados, o montante destinado aos entes estaduais passou de R$ 19,1 bilhões em 2019 para R$ 30,3 bilhões em 2024, representando um crescimento nominal de aproximadamente 59%.

Gráfico 19 – *Royalties* e Participações Especiais | Estados

2019-2024, R$ bilhões



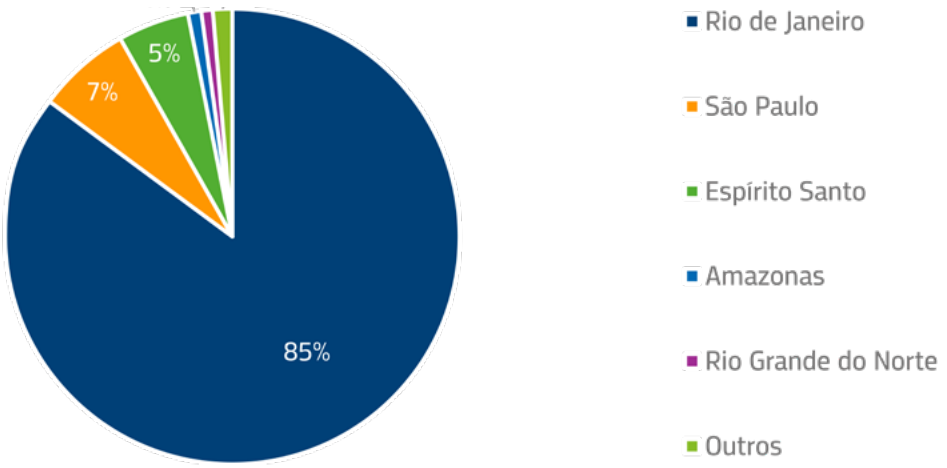
Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

A análise da distribuição percentual por unidade da federação em 2024 revela elevada concentração dos repasses: o estado do Rio de Janeiro respondeu por 85% do total recebido pelos estados, seguido por São Paulo (7%) e Espírito Santo (5%). Amazonas, Rio Grande do Norte e demais unidades da federação partilharam os 3% restantes. Essa concentração se explica pela localização geográfica das principais áreas produtoras, majoritariamente *offshore*, com destaque para os campos do pré-sal fluminense.

Tal distribuição reforça a centralidade do Rio de Janeiro na arrecadação de receitas provenientes da atividade petrolífera, o que, embora positivo para a capacidade fiscal do estado, impõe desafios em termos de gestão intertemporal desses recursos e da redução da dependência estrutural dessas receitas voláteis.

Gráfico 20 – *Royalties* e Participações Especiais | Estados

2024, % participação



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP, (2025).

• Municípios

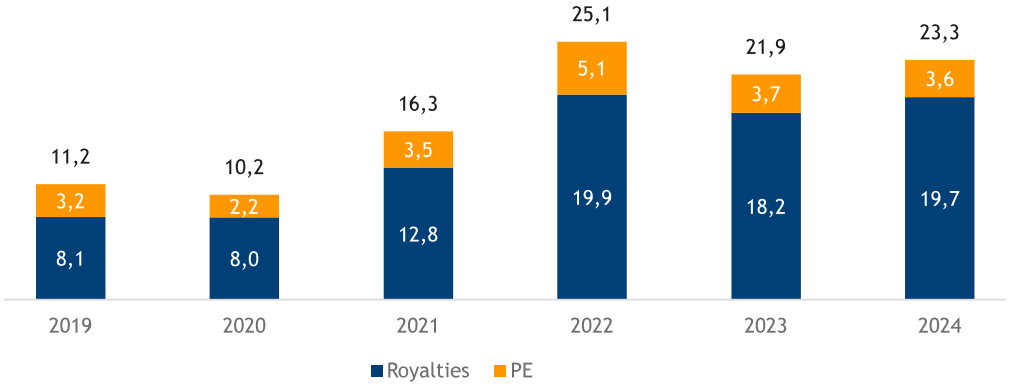
Entre 2019 e 2024, os repasses de *royalties* e participações especiais (PE) aos municípios brasileiros mantiveram tendência de crescimento, embora com oscilações associadas às condições de mercado, à produção e à aplicação das regras de distribuição. O valor total destinado aos municípios saltou de R$ 11,2 bilhões em 2019 para R$ 23,3 bilhões em 2024 – um aumento nominal de mais de 100% no período.

O ponto mais alto da série ocorreu em 2022, com um repasse total de R$ 25,1 bilhões, impulsionado por um contexto favorável nos preços internacionais do petróleo e pelo desempenho da produção nos campos do pré-sal. Em 2024, observa-se uma ligeira recuperação em relação a 2023, com elevação de R$ 1,4 bilhão no total distribuído, reflexo da estabilidade nos níveis de produção e da manutenção de elevados preços médios do barril ao longo do ano.

A composição das receitas evidencia a predominância dos *royalties* em relação às participações especiais. Essa assimetria está relacionada à metodologia de cálculo e ao perfil técnico e econômico dos campos que determinam o pagamento de PE, tradicionalmente concentrado nos entes estaduais e em poucos municípios com produção altamente rentável.

Gráfico 21 – *Royalties* e Participações Especiais | Municípios

2019-2024, R$ bilhões



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Tabela 05 – 10 municípios que mais receberam *royalties* no Brasil

2024, R$

Município	UF	Valor
Maricá	RJ	2.692.586.105,8
Saquarema	RJ	2.012.494.238,8
Macaé	RJ	1.402.199.874,5
Niterói	RJ	964.769.992,6
Campos dos Goytacazes	RJ	667.436.470,4
Arraial do Cabo	RJ	546.843.509,5
Araruama	RJ	525.549.681,2
Cabo Frio	RJ	374.472.766,7
São Sebastião	SP	341.112.003,6
Rio de Janeiro	RJ	314.481.626,4

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

Tabela 06 – 10 municípios que mais receberam Participações Especiais no Brasil

2024, R$

Município	UF	Valor
Maricá	RJ	1.548.370.382,4
Niterói	RJ	1.269.184.080,0
Rio de Janeiro	RJ	236.218.478,5
Ilhabela	SP	144.867.134,0
São Sebastião	SP	102.719.153,1
Presidente Kennedy	ES	71.518.138,8
Marataízes	ES	68.063.370,3
Itapemirim	ES	67.572.402,2
Campos dos Goytacazes	RJ	57.977.234,9
São João da Barra	RJ	27.299.626,5

Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2025).

A distribuição municipal segue um padrão fortemente concentrado, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro. Entre os dez municípios que mais receberam *royalties* em 2024, nove pertencem ao RJ, com apenas São Sebastião (SP) figurando fora desse eixo. Maricá lidera com expressivos R$ 2,7 bilhões em *royalties* e ocupa a primeira posição entre os municípios que mais arrecadaram participações especiais, com R$ 1,5 bilhão. Niterói, Saquarema e Macaé completam o grupo de maior arrecadação, consolidando o litoral fluminense como epicentro da redistribuição municipal de receitas petrolíferas.

No caso das participações especiais, há presença de municípios do Espírito Santo (Presidente Kennedy, Marataízes e Itapemirim) e de São Paulo (Ilhabela e São Sebastião), refletindo a contribuição desses estados em áreas de produção marítima com elevada produtividade.

Capítulo 2

Análise da Curva de Produção IBP e Projeções

A expansão constante da produção de petróleo é estratégica para a preservação da segurança do suprimento energético nacional ao reduzir a exposição às possíveis oscilações de fornecimento e preço do mercado externo, garantir níveis elevados de acesso ao petróleo e condições de planejamento de longo prazo para os demandantes.

Importante salientar que com o crescimento anual da economia brasileira, a demanda por energia será ampliada, exigindo a expansão dos fluxos de abastecimento. Nesse contexto, o aumento da exploração e produção de petróleo se faz imprescindível, objetivando sustentar a autossuficiência brasileira no suprimento de petróleo e a manutenção de níveis de segurança de abastecimento.

O crescimento da produção de petróleo nacional é mensurado para apresentar um cenário possível à indústria, consumidores e governo, facilitando o planejamento das atividades que compõem a cadeia petrolífera, bem como o volume de petróleo disponível para atender à demanda e indicar o patamar de novos investimentos a serem feitos para manter a produção em níveis adequados. Para a União, estados e municípios, mensurar o volume de produção, investimentos e arrecadação, permite um planejamento financeiro-orçamentário essencial para o controle das contas públicas.

Nesse sentido, o IBP desenvolveu uma projeção sobre a produção de petróleo e gás natural, além de projeções para a arrecadação, investimentos e geração de empregos no setor. Esses dados permitem que seja observado um possível cenário, apresentando a evolução do setor à medida que novos blocos exploratórios passam a compor o conjunto de ativos no Brasil.

2.1. *Upstream*

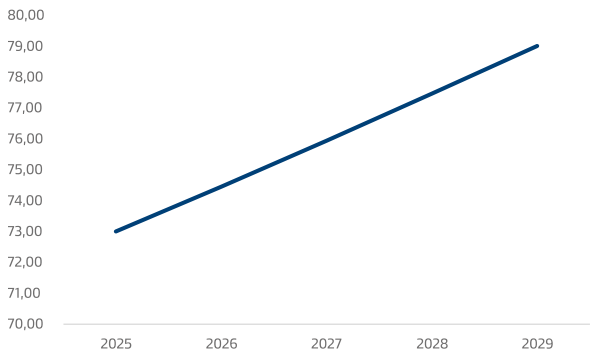
2.1.1 Produção de petróleo

A produção de petróleo é analisada considerando as curvas de produção de óleo do Brasil, com a estimativa da trajetória da produção petrolífera para o período 2025-2029. Cabe mencionar que a projeção da produção petrolífera busca utilizar uma abordagem mais restrita e conservadora quanto ao potencial de exploração dos campos da base de dados, com uma análise *bottom-up* e considerando projetos sancionados (licitados, com potencial mensurado e início da produção definida), sem considerar percentuais de produção com fator de recuperação acima da média.

Assim, a projeção se aproxima mais de um cenário médio e estável, considerando uma produção baseada em projetos consolidados, com níveis de extração de óleo pautados em um potencial médio e já observado.

Neste sentido, a metodologia adotada fundamenta-se na aplicação de uma curva de preços médios anuais conforme o gráfico a seguir:

Gráfico 22 – Curva de preços para o cenário Base

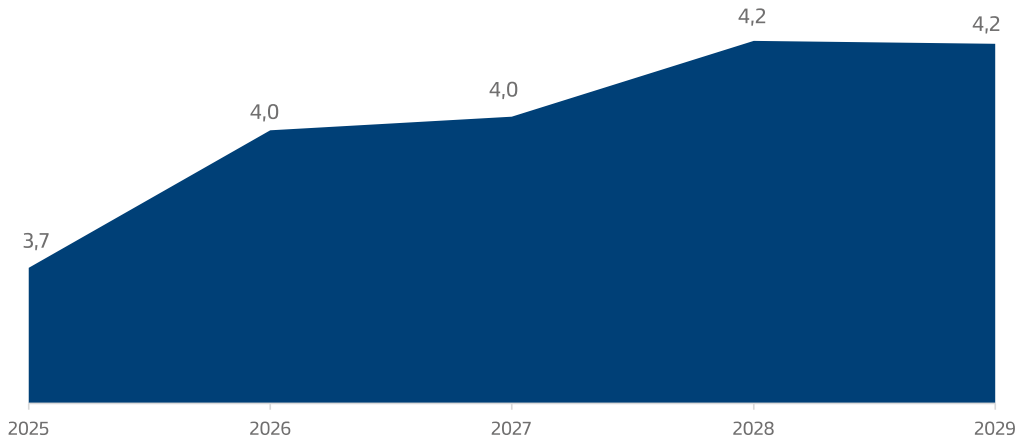


Fonte: IBP elaborado com base no S&P Global, 2025.

A curva indica um crescimento contínuo na produção de petróleo nos próximos anos, atingindo um pico de 4,2 milhões de barris/dia em 2028 (Gráfico 23).

Gráfico 23 – Projeção da produção de petróleo

2025-2029, milhões de barris por dia



Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

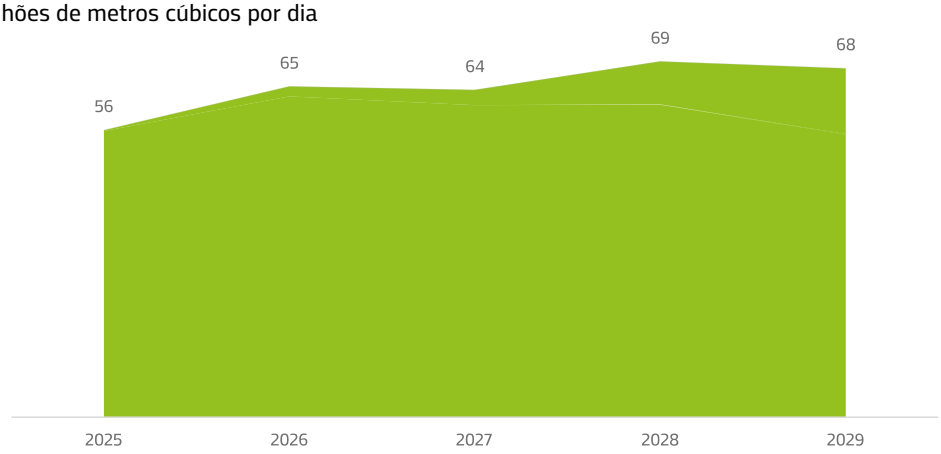
O crescimento nesse período é de aproximadamente 16,6%, apontando para um incremento considerável nas atividades de exploração e produção nacional, notadamente, no ambiente *offshore*.

2.1.2 Produção de gás natural

A produção disponível de gás natural, ou seja, a produção bruta em projetos consolidados, descontados os volumes de consumo próprio nas atividades de exploração e produção, *flaring* e reinjeção, deverá atingir 68 milhões de m³ por dia em 2029, um crescimento de 34% em relação ao volume de 2024 (Gráfico 24).

Gráfico 24 – Projeção da produção disponível de gás natural

2025-2029, milhões de metros cúbicos por dia



Fonte: Elaboração IBP com base em S&P Global (2025).

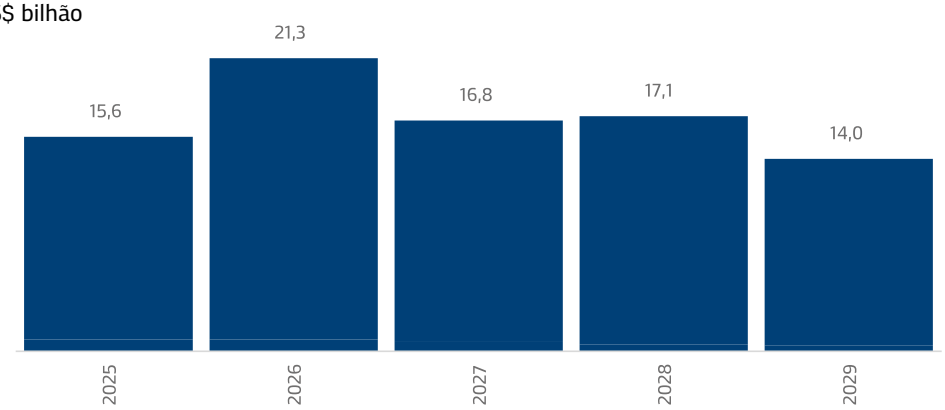
A trajetória ascendente da produção de gás natural no Brasil indica o incremento das atividades de exploração e produção, o que resultará em maior oferta do energético no mercado nacional. Campos de gás natural com relevantes reservas provadas e produção com grande viabilidade, como o campo de Raia na Bacia de Campos (potencial de 16 milhões de m³/dia de gás natural), promovem esse crescimento contínuo do gás disponível e consolidam o seu fornecimento no país.

2.1.3 Investimentos e arrecadação

Os investimentos na produção de petróleo e gás apresentam um crescimento de 36,5% entre 2025-2026, alcançando cerca de US$ 21,3 bilhões (Gráfico 25). Esses investimentos apontam para a entrada em produção de novos campos, no intuito de ampliar a oferta nacional de petróleo e atender à demanda.

Gráfico 25 - Investimentos na produção de O&G

2025-2029, US$ bilhão

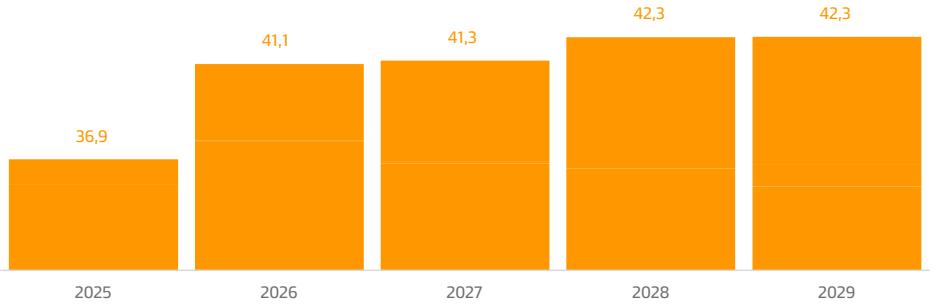


Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

Dentro desse cenário de produção de petróleo e gás natural para os próximos anos, existem efeitos sobre a arrecadação de *royalties*, participações especiais e impostos, provenientes da atividade petrolífera no Brasil. Essas arrecadações são imprescindíveis para financiar gastos públicos, sustentando programas governamentais centrados em saúde, educação e ciência e tecnologia.

Conforme a projeção, com o crescimento da produção entre 2025-2029, a arrecadação alcançará cerca de US$ 42 bilhões em 2029 (Gráfico 26). Esse aumento representa uma adição de 14,6% no montante de recursos financeiros arrecadados com base na produção de petróleo no Brasil, indicando a importância da atividade para a expansão dos recursos arrecadados pelo Estado[2].

Gráfico 26 – Arrecadação governamental



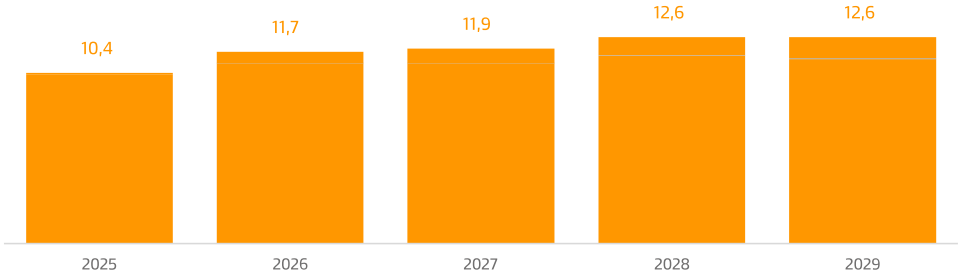
Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).*

**Base: projetos em desenvolvimento.*
Exploratório: projetos que iniciarão os investimentos até 2029, que estão com status de avaliação ou abandono temporário.
Potencial: Outros projetos da base de dados sem data de entrada em produção firme e com inicio de investimento entre 2025-2028.

Analisando as particularidades da arrecadação sobre a produção petrolífera, nota-se que a geração de *royalties* apresenta um crescimento constante. Os *royalties* registram um crescimento de aproximadamente 21,1% entre 2025-2029 (Gráfico 27).

Gráfico 27 – *Royalties*

2025-2029, US$ bilhão



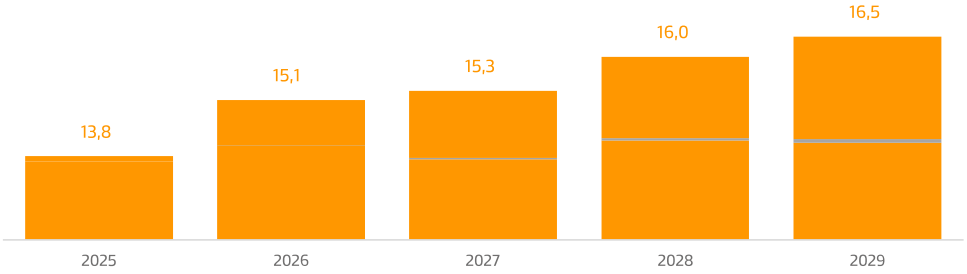
Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

2 Para as projeções de arrecadação de royalties, participações especiais e Profit Oil (óleo cru recebido em contratos de partilha), bem como para a definição de investimentos, foi utilizado como referência o Brent US$ 74/bbl.

O Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) também compõe a arrecadação total sobre a produção de petróleo no Brasil. No cenário observado, em 2029, a sua arrecadação pode alcançar US$ 16,5 bilhões, indicando um crescimento de 19,5% entre 2025-2029 (Gráfico 28). Esse volume de recursos acompanha o crescimento dos investimentos e o desenvolvimento gradativo da atividade de E&P no país.

Gráfico 28 – Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ)

2025-2029, US$ bilhão



Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

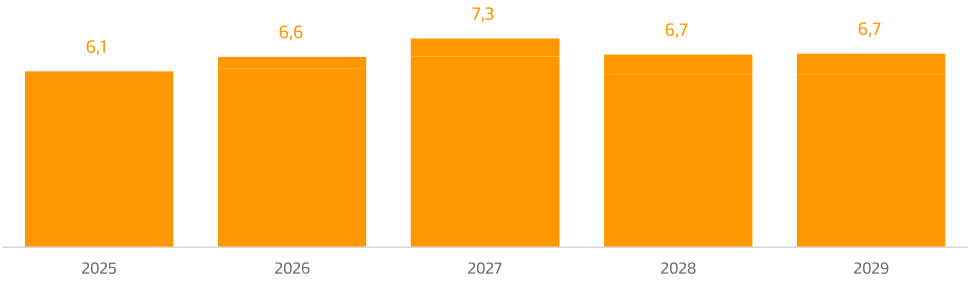
Especificamente quanto à Participação Especial (PE) e *Profit Oil* – excedente em óleo arrecadado sobre contratos de partilha de produção[3] –, a arrecadação apresenta um pico de US$ 7,3 bilhões em 2027, significando um crescimento de 19,6% desde 2025 (Gráfico 29). Esses recursos são originados de blocos exploratórios localizados no polígono do pré-sal e em outras áreas estratégicas que podem ser definidas pelo governo.

Nos anos seguintes, a arrecadação por meio de Participação Especial e *Profit Oil* permanece estável em US$ 6,7 bilhões, o que é justificado pelo período de amadurecimento de novos projetos exploratórios e definição de investimentos a serem realizados em novos campos de petróleo e gás natural.

**Profit oil: recursos em óleo arrecadados à União em contratos da partilha de produção.*

Gráfico 29 – Participações Especiais e *Profit Oil* (regime de partilha de produção)

2025-2029, US$ bilhão



Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

3 O excedente em óleo é a parcela da produção de petróleo e/ou gás natural a ser repartida entre a União e a empresa produtora, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties devidos.

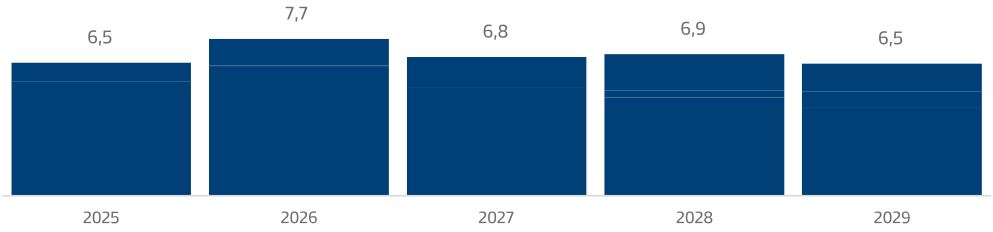
A produção de petróleo e gás natural no Brasil proporciona ainda a arrecadação de impostos indiretos, aplicados sobre as atividades de E&P. Além disso, a produção petrolífera contribui para a geração de pesquisa, inovação e ciência e tecnologia no país, ao financiar projetos inclusos na Cláusula de PD&I da ANP.

Essa cláusula determina que um percentual da receita bruta dos campos com grande produção ou grande rentabilidade seja reservado para financiar projetos de pesquisa. Os recursos podem ser direcionados a projetos desenvolvidos, individualmente ou em coexecução, pelas empresas petrolíferas, empresas brasileiras ou instituições credenciadas. De acordo com a projeção, a maior arrecadação de recursos para PD&I e impostos indiretos ocorre em 2026, alcançando cerca de US$ 7,7 bilhões, refletindo o crescimento da produção de petróleo no Brasil (Gráfico 30).

Vale ressaltar que, em 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu que os recursos da cláusula podem ser aplicados em projetos de PD&I com temas relacionados à transição energética. Logo, os recursos gerados pela produção petrolífera também estão sendo utilizados para desenvolver e apoiar tecnologias sustentáveis, descarbonização e eficiência energética.

Gráfico 30 – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) e Impostos Indiretos

2025-2029, US$ bilhão



Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

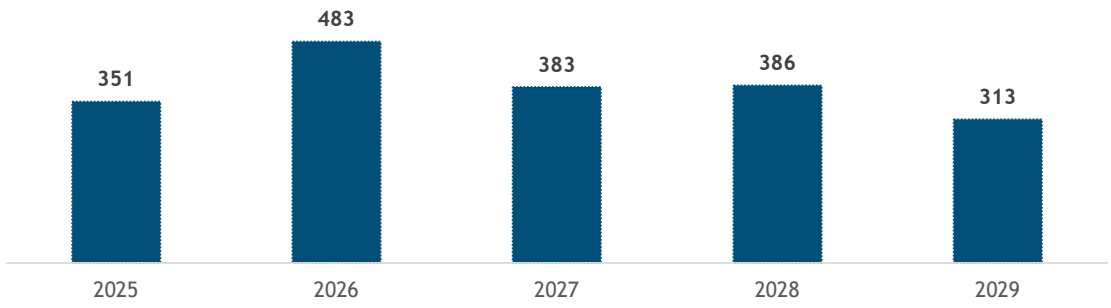
2.1.4 Efeitos na economia nacional

Diante das projeções analisadas, constata-se que o desenvolvimento da produção de petróleo tem efeitos sobre a economia nacional, ao gerar arrecadação de recursos para os entes estatais, estimular a atividade industrial, incentivar a inovação e gerar empregos nos elos da cadeia petrolífera e em segmentos econômicos relacionados à exploração e produção, transformação da energia primária em combustíveis e produtos não energéticos, distribuição e consumo desses produtos.

Como desdobramento da projeção de produção de petróleo no Brasil, foi estimado que haverá um pico de geração de postos de trabalho ligados ao setor em 2026, alcançando 483 mil empregos. O crescimento é verificado entre 2025-2026 devido ao início das atividades produtivas em novos campos no país, significando um aumento próximo de 37,6% (Gráfico 31). Os anos seguintes representam a consolidação do início da produção em áreas licitadas e com infraestrutura apropriada, além de indicar um período de amadurecimento de novos projetos.

Gráfico 31 – Postos de trabalho

2025-2029, milhares



Fonte: Elaboração IBP com base no S&P Global (2025).

Diante das projeções analisadas, percebe-se que a indústria petrolífera nacional está em constante desenvolvimento. A elevação da produção de petróleo reflete a demanda pelo produto, essencial para a segurança energética do país. Os novos investimentos indicam a expansão da atividade em bacias consolidadas, além de apontar para a necessidade de se explorar novas fronteiras no país, como a Margem Equatorial e a Bacia de Pelotas (BOX 1).

Cabe ressaltar que os investimentos realizados na produção de petróleo, por meio da aquisição de novos blocos, proporciona o incremento da infraestrutura para o E&P e logística, gera recursos ao Estado para sustentar serviços públicos essenciais à população brasileira, cria postos de trabalho e proporciona recursos utilizados em inovação, ciência e tecnologia, aplicados por meio da Cláusula de P&D em projetos de eficiência energética e diversificação das fontes de energia.

BOX 1 - MARGEM EQUATORIAL

A Margem Equatorial constitui-se em uma nova fronteira *offshore* do Brasil para a exploração de petróleo e gás natural. Estendendo-se por mais de 2.200 quilômetros, desde o extremo norte do estado do Amapá até o litoral do Rio Grande do Norte, a região abrange cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. Seu potencial de reservas tem atraído interesse crescente, impulsionado pelas descobertas de grandes volumes em áreas geologicamente semelhantes, como as da Guiana e do Suriname. A ANP estima que a Margem Equatorial possa conter aproximadamente 30 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). Estudos indicam que a produção na região poderá adicionar cerca de 1,1 milhão de barris por dia à oferta nacional a partir de 2029, desempenhando papel estratégico na reposição das reservas brasileiras e na garantia da sustentabilidade da produção no longo prazo.

As primeiras operações de perfuração na Margem Equatorial ocorreram na década de 1970, mas não resultaram em descobertas comerciais de grande escala. Até o momento, a maior parte das atividades exploratórias concentrou-se em águas rasas, embora haja expectativa crescente de reservas significativas em águas profundas. Os poços mais recentes foram perfurados entre 2010 e 2015, distribuídos pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. O renovado interesse na região se reflete nos investimentos planejados pela Petrobras. De acordo com seu Plano Estratégico 2025–2029, a companhia pretende alocar US$ 3 bilhões para

a perfuração de 15 novos poços nos próximos cinco anos. A Petrobras já perfurou mais de 700 poços na Margem Equatorial e projeta a perfuração de 42 novos poços exploratórios entre 2023-2027, sendo 16 deles especificamente voltados para a região.

A exploração da Margem Equatorial poderá desempenhar um papel central no futuro energético do Brasil. Com o declínio natural da produção em bacias tradicionais, como Santos e Campos, essa nova fronteira poderá se tornar uma fonte vital para a manutenção dos níveis de produção a partir da década de 2030. Além disso, a monetização desses recursos poderá contribuir para a geração de empregos e renda, impulsionando a economia especialmente nas Regiões Norte e Nordeste do país. Dada a localização estratégica dessas bacias sedimentares ao longo da costa norte brasileira, a exploração poderá estimular investimentos em infraestrutura e fortalecer o setor energético em áreas historicamente distantes dos polos consolidados de produção, contribuindo para a redução das desigualdades regionais.

A Petrobras planeja iniciar a perfuração de novos poços na Margem Equatorial em 2026, com foco inicial nas bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. O primeiro poço será perfurado a mais de 160 quilômetros da costa e 500 quilômetros da foz do Rio Amazonas, em lâmina d'água de 2.880 metros. Nota-se que o desenvolvimento de infraestrutura para transporte e refino é um dos fatores decisivos para desenvolver comercialmente a produção. A Margem Equatorial poderá consolidar o Brasil como um dos principais polos de exploração *offshore* do mundo, assegurando a segurança energética, diversificando a oferta e criando oportunidades econômicas para as próximas décadas.

• Análise de Sensibilidade para o Cenário de Produção de Petróleo 2026

Com o objetivo de acomodar a tendência de alteração recente do mercado de petróleo, procedeu-se a uma atualização do pressuposto de preço do Brent para o ano de 2026, considerando as projeções disponíveis até setembro/2025.

O *benchmark* do novo cenário central foi definido como a mediana das projeções de preço em média anual divulgadas pelos principais bancos, agências de *rating* e instituições setoriais, resultando em US$ 58/barril[4]. A opção pela mediana visa reduzir a influência de valores extremos entre metodologias heterogêneas de projeção.

A incorporação do novo preço ao exercício dá continuidade à arquitetura do modelo previamente divulgado. Mantêm-se constantes os demais determinantes exógenos e aplica-se o pressuposto central (US$ 58/barril) às funções estimadas/coeficientes técnicos utilizados para: (i) projeção de produção; (ii) investimentos; e (iii) arrecadação. Os resultados são apresentados em cenário único Base, permitindo a comparação direta com o exercício anterior, possibilitando mensurar a sensibilidade das projeções à revisão do preço do Brent sem recorrer a intervalos adicionais de incerteza.

A análise indica que a maior parte dos projetos em carteira permanece economicamente viável mesmo diante da revisão do preço estimado anteriormente para US$ 58/barril. Nesse contexto, o efeito sobre a decisão de investimento tende a ser limitado, uma vez que os projetos apresentam resiliência a esse novo patamar de preços. Ademais, o cronograma de desembolsos não se concentra de forma relevante em 2026, o que mitiga potenciais impactos de curto prazo sobre o volume de investimentos.

4 Goldman Sachs; Fitch Ratings; EIA; UBS; JP Morgan; S&P Global; OPEP; HSBC.

Neste sentido, a produção também não deve apresentar redução significativa no período, uma vez que os investimentos contratados permanecem resilientes e a infraestrutura existente tende a operar continuamente e próxima à sua capacidade instalada para otimizar a eficiência econômica.

No âmbito da arrecadação governamental, contudo, o impacto mostra-se pertinente, dada a correlação direta entre o preço do petróleo e a base de cálculo das participações governamentais. Nesse sentido, a revisão do preço projetado do Brent para 2026 pode implicar em uma redução potencial de até 30% nas receitas governamentais, com efeitos distributivos entre União, estados e municípios.

No horizonte estendido até 2030, as principais agências internacionais de energia e instituições financeiras mantêm convergência em torno de um preço de US$ 70/barril para o Brent, em termos de média anual. Esse patamar indica expectativa de relativa recomposição do mercado no médio prazo, após a volatilidade recente observada nas cotações de curto prazo. Dessa forma, o exercício originalmente conduzido permanece metodologicamente válido e relevante, uma vez que o cenário de longo prazo projetado se encontra em consonância com as hipóteses utilizadas na primeira rodada de projeções.

2.2 Derivados

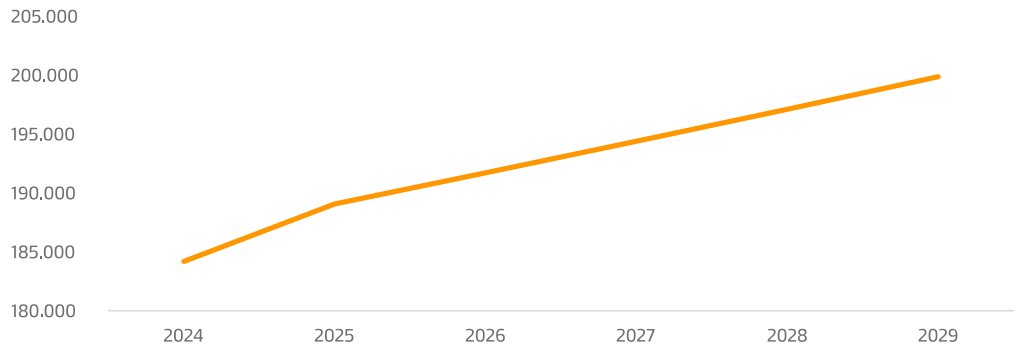
Esta seção apresenta as projeções de demanda por derivados de petróleo no Brasil para o período de 2025 a 2029. O objetivo é estimar, de forma sistemática, a evolução da demanda setorial e do consumo específico de cada derivado, contribuindo para o planejamento energético e para a formulação de políticas industriais e regulatórias.

As projeções de demanda por derivados de petróleo no Brasil indicam uma trajetória de crescimento consistente no período de 2025-2029. A expansão é sustentada majoritariamente pelo aumento do consumo de diesel e gasolina, que juntos respondem por mais de 72% da demanda total de derivados no início do período.

O diesel, principal derivado consumido no país, cresce de 184 mil m³/d em 2024 para 200 mil m³/d em 2029, com variação acumulada de 8,5%. Esse desempenho está diretamente relacionado à centralidade do modal rodoviário na logística nacional e à demanda do setor agropecuário e industrial, segmentos altamente dependentes desse combustível.

Gráfico 32 – Demanda de diesel B

2024-2029, mil m³ por dia

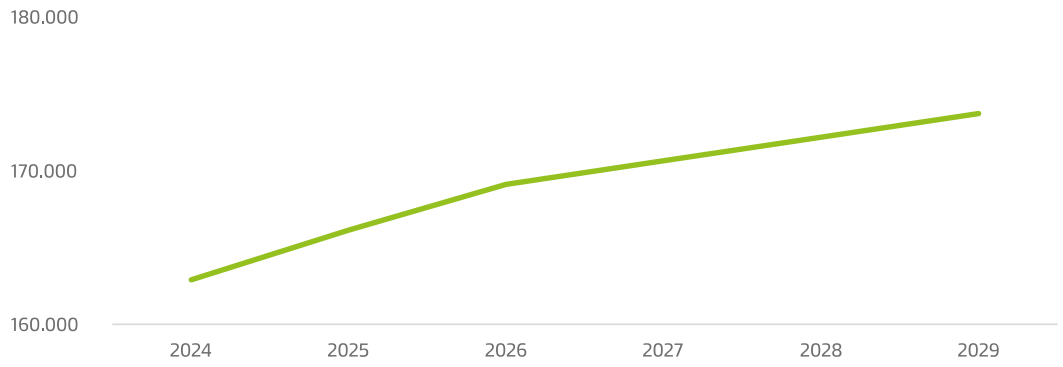


Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2024).

Os combustíveis do Ciclo Otto, gasolina C e etanol hidratado apresentam crescimento moderado, passando de 163 mil m³/d de gasolina equivalente em 2024 para 174 mil m³/d em 2029, o que representa uma elevação de 6,6%. A expansão reflete a manutenção da frota de veículos leves flex, mesmo com os avanços graduais da eletrificação.

Gráfico 33 – Demanda dos combustíveis do Ciclo Otto

2024-2029, mil m³ de gasolina equivalente por dia

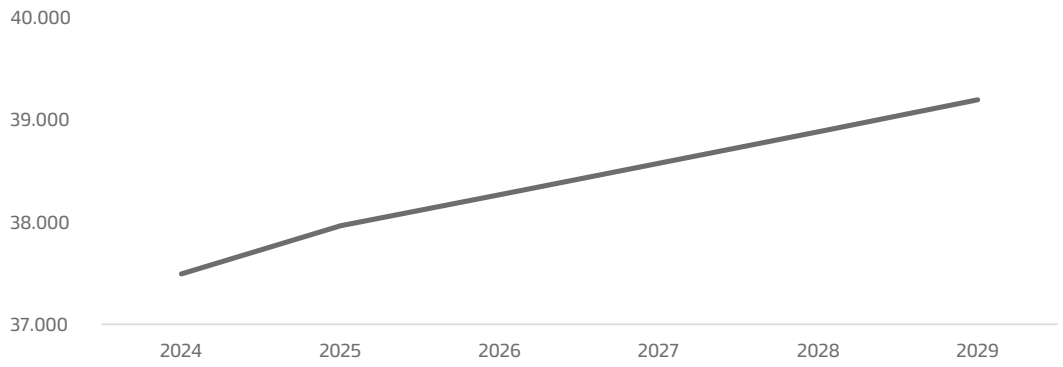


Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2024).

Por sua vez, o consumo de GLP – o botijão de gás de cozinha - aumenta de 37 mil m³/d para 39 mil m³/d entre 2025 e 2029, com incremento de 4,5%.

Gráfico 34 – Demanda de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

2024-2029, mil m³ por dia

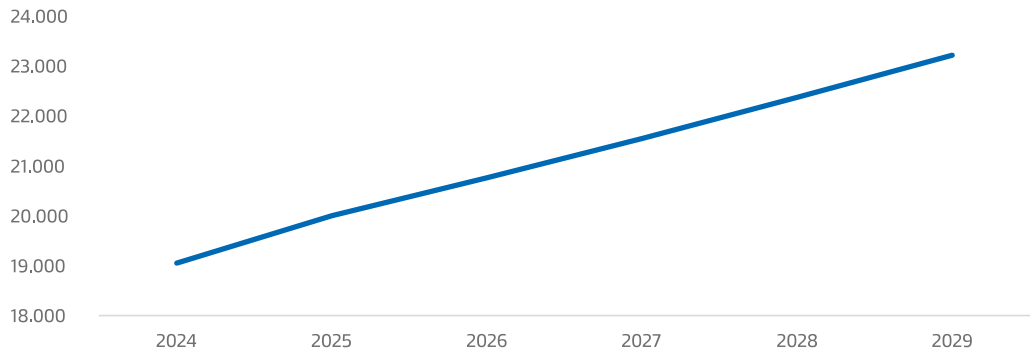


Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2024).

Enquanto o querosene de aviação registra crescimento expressivo, de 19 mil m³/d para 23 mil m³/d, equivalente a uma elevação de 22% no período. Essa expansão acompanha a recuperação do setor de transporte aéreo, em especial nas rotas domésticas e regionais, consolidando o movimento de retomada observado no pós-pandemia.

Gráfico 35 – Demanda de querosene de aviação

2024-2029, mil m³ por dia



Fonte: Elaboração IBP com base na ANP (2024).

De maneira geral, a análise por produto reafirma a predominância do diesel e da gasolina na matriz de derivados brasileira, ao mesmo tempo em que indica margens de crescimento consistentes para produtos como querosene de aviação e GLP. Esses resultados apontam para um cenário de continuidade na estrutura de consumo de derivados, mesmo diante de pressões por descarbonização e substituição tecnológica no horizonte da transição energética.

As projeções para o consumo setorial de derivados no Brasil entre 2025-2029 indicam uma trajetória de crescimento moderado; o movimento é impulsionado, majoritariamente, pela expansão do setor rodoviário, embora todos os segmentos apresentem variações positivas no consumo.

No setor rodoviário, que concentra a maior parte da demanda, a projeção reflete a manutenção da predominância do transporte de cargas e passageiros por meio do modal rodoviário, mesmo diante de avanços em alternativas como a eletrificação veicular e os biocombustíveis.

O setor residencial mostra crescimento mais moderado, sua expansão acompanha tendências demográficas e a permanência do consumo de GLP nas residências, apesar dos esforços de substituição por fontes alternativas em áreas urbanas.

Já no segmento de agropecuária e outros usos, a evolução reflete a intensificação da mecanização agrícola, o aumento da produtividade e a persistência do uso de diesel em áreas rurais, em linha com o dinamismo do agronegócio brasileiro. No setor aéreo, a expectativa é de recuperação do setor de aviação comercial e a ampliação da malha aérea nacional, elevando o consumo de querosene de aviação.

As projeções de demanda por derivados de petróleo entre 2025 e 2029 evidenciam a persistência da centralidade do setor de transportes no consumo de combustíveis líquidos no Brasil, especialmente do diesel e da gasolina.

O transporte rodoviário seguirá como principal destino dos derivados, sustentado pela estrutura logística do país e pela expansão da frota circulante. A aviação apresenta sinais de recuperação, mas ainda sujeita à volatilidade do cenário macroeconômico global. O consumo de combustíveis marítimos, embora mais estável, poderá ser impactado por exigências regulatórias ambientais nos próximos anos. Já o comportamento da demanda por produtos in-

dustriais e residenciais, como o GLP e a nafta, dependerá da dinâmica da atividade econômica e da substituição tecnológica nos usos finais.

Apesar do avanço das fontes alternativas de energia e do início da transição energética em alguns segmentos, os combustíveis fósseis líquidos ainda desempenharão papel essencial no atendimento às necessidades energéticas brasileiras no curto e médio prazos. Nesse contexto, compreender a evolução da demanda por produto e setor é fundamental para garantir a segurança energética, a alocação eficiente de investimentos e a formulação de políticas públicas coerentes com a realidade nacional.

2.3 Biocombustíveis

• Projeções da produção de etanol e biodiesel

A tabela abaixo apresenta a evolução da produção de biocombustíveis no Brasil entre 2025-2029, medida em mil barris por dia. Os dados indicam uma trajetória de crescimento constante impulsionada principalmente pelo aumento da produção de etanol.

A produção de etanol cresce de 658 mil b/d em 2025 para 709 mil b/d em 2029, o que representa uma variação acumulada de 7,8% no período. A expansão média anual é de aproximadamente 1,9%, refletindo o crescimento da demanda até o final da década.

A produção de biodiesel passa de 159 mil b/d para 170 mil b/d entre 2025-2029, com uma variação acumulada de 6,9%. O ritmo médio anual de crescimento é ligeiramente inferior ao do etanol, em torno de 1,7% ao ano. Esse crescimento acompanha a política de elevação gradual da mistura obrigatória de biodiesel no diesel fóssil, prevista nas diretrizes do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética).

A produção total de biocombustíveis cresce de 817 mil b/d em 2025 para 880 mil b/d em 2029, o que equivale a um aumento de 7,7% no período. Essa expansão sustenta a trajetória de substituição parcial dos derivados fósseis no setor de transportes, em linha com os objetivos do RenovaBio e com as metas de descarbonização assumidas pelo Brasil no âmbito da sua NDC (National Determined Contribution).

Tabela 07 – Projeções da produção de etanol e biodiesel

2025-2029, mil b/d

Produtos	2025	2026	2027	2028	2029
Etanol	658	681	689	698	709
Biodiesel	159	165	166	168	170
Total	817	846	855	867	880

Fonte: Elaboração IBP com base em OPEP (2025).

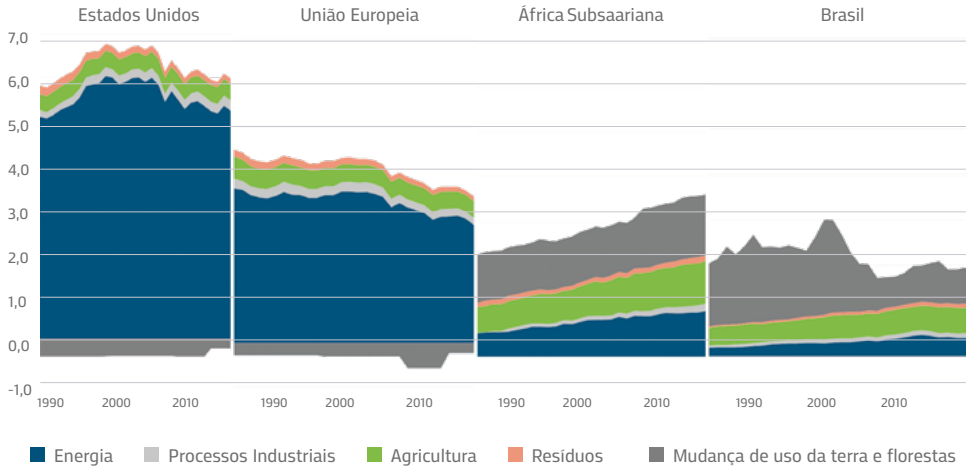
O crescimento contínuo da produção de biocombustíveis reforça sua importância estratégica para a segurança energética e a transição para uma matriz de transporte com menor pegada de carbono, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa e promovendo o uso de recursos renováveis de origem nacional.

2.4 Transição Energética

As emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil apresentam um perfil particular, marcado pela elevada contribuição de fontes não energéticas, especialmente aquelas relacionadas ao uso da terra e às atividades agropecuárias. Essa característica distingue o país de outras economias relevantes, nas quais o setor energético ocupa posição central nas emissões totais. No Brasil, segundo dados do SEEG (Sistema de Estimativas de Emissões, 2024), as emissões diretas associadas ao setor de energia correspondem a cerca de 18% do total nacional, enquanto a mudança do solo equivale a 46% e a agropecuária a 28%.

Gráfico 36 – Emissões anuais de GEE por setor em regiões selecionadas (1990-2019)

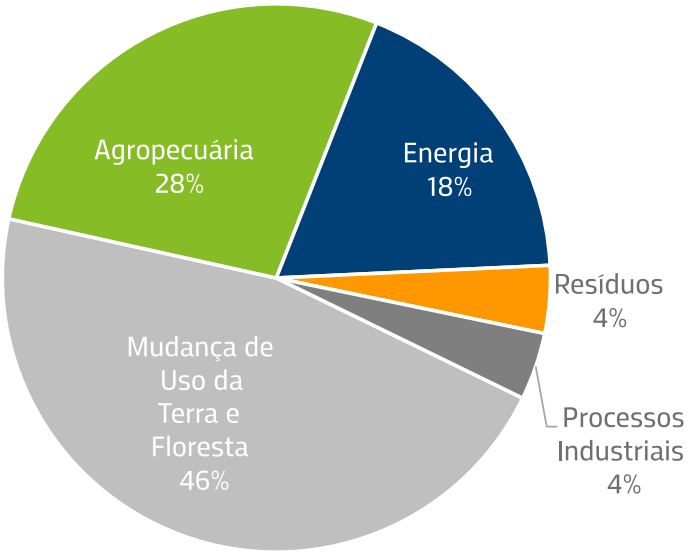
Em Gigatoneladas de CO_2 equivalente ($GtCO_2e$)



Fonte: Elaboração IBP com base em Financial Times e SEEG (2024).

Gráfico 37 – Emissões de CO_2e no Brasil por setor

2023, %



Fonte: SEEG (2024).

A produção brasileira de petróleo se destaca pelo seu volume e estabilidade e pela menor intensidade de carbono associada ao óleo extraído. Em um cenário global marcado pela urgência da transição energética e pela busca por fontes menos intensivas em emissões, esse diferencial adquire relevância estratégica. Enquanto a média mundial de intensidade de carbono se situa em torno de 20 kg de CO_2 por barril de óleo equivalente (boe), o petróleo nacional apresenta uma média inferior, em torno de 17 $kgCO_2$/boe. Destacam-se, de forma ainda mais expressiva, os campos do pré-sal, notadamente Tupi e Búzios, cuja intensidade gira em torno de 10 $kgCO_2$/boe – patamar que os posiciona entre os ativos mais eficientes do mundo do ponto de vista climático. Embora não seja o principal emissor, o setor de energia — e, em especial, a indústria de óleo e gás — tem papel decisivo na construção de soluções para os desafios climáticos. A matriz energética brasileira já se destaca internacionalmente pela elevada participação de fontes renováveis, resultado de décadas de investimentos e de uma abordagem estratégica integrada. Nesse contexto, a indústria de óleo e gás tem contribuído ativamente para a diversificação e modernização da matriz, investindo em tecnologias de baixo carbono, eficiência operacional, captura de carbono (CCUS), eólicas *offshore* e produção de biocombustíveis avançados, como o diesel verde e o SAF (*Sustainable Aviation Fuel*).

• Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)

O Brasil possui um potencial para o avanço das atividades de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS), devido à sua capacidade geológica de armazenamento, à *expertise* tecnológica das operadoras de petróleo e às oportunidades de uso do CO_2 em sistemas de geração de bioenergia.

Segundo estimativas recentes, o país apresenta um potencial de captura de aproximadamente 190 milhões de toneladas de CO_2 por ano ($MtCO_2$/ano). Os setores com maior potencial para a implementação de projetos de CCUS são o de energia, aplicações industriais e produção de combustíveis. Desse total estimado, cerca de 130 $MtCO_2$/ano — o que corresponde a 68% — provêm do setor de energia, representando 32% das emissões do próprio setor e cerca de 8% das emissões totais de gases de efeito estufa do Brasil em 2023.

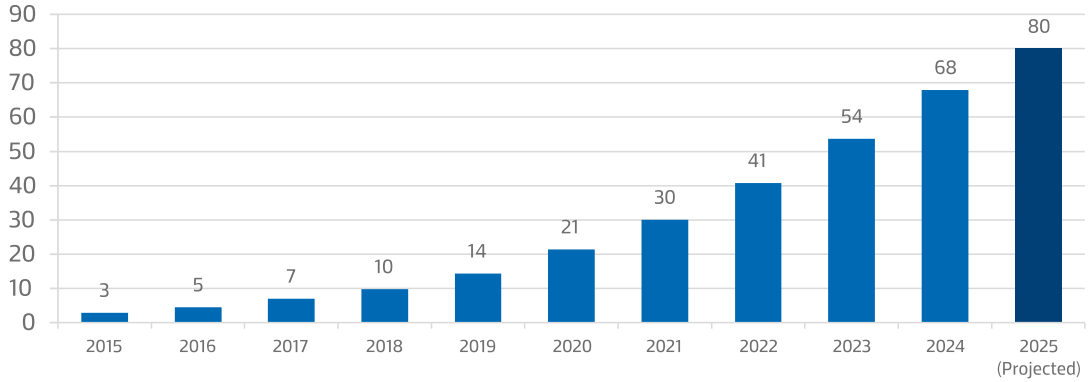
Além do potencial de descarbonização do setor energético, o CCUS também pode atuar como uma tecnologia de remoção de carbono quando associado à utilização de biomassa renovável, no chamado BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage). Nesse contexto, o BECCS representa o segundo maior potencial de captura, respondendo por cerca de 20% do total, impulsionado pela longa trajetória do mercado de etanol no país e pelo potencial crescente — ainda subexplorado — de produção de biogás. Em seguida, destaca-se o setor industrial, com cerca de 15% do potencial estimado.

Atualmente, as atividades de captura e armazenamento de CO_2 no Brasil concentram-se nas operações de injeção nos campos do pré-sal da Bacia de Santos, lideradas pela Petrobras. O interesse crescente do setor agroenergético nas tecnologias de BECCS também tem impulsionado a implementação de projetos voltados a essa rota tecnológica no país.

Na produção de petróleo do pré-sal da Bacia de Santos, a Petrobras realiza a injeção de CO_2 associada à recuperação avançada de petróleo (EOR) em 22 plataformas, posicionando-se como a segunda maior operação desse tipo no mundo em 2023, segundo dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Em 2024, foram reinjetados 14,2 milhões de toneladas (Mt) de CO_2, totalizando mais de 67,9 Mt desde 2008. A Petrobras estabeleceu a meta de atingir um volume acumulado de 80 Mt de CO_2 reinjetado até 2025.

Gráfico 39 – Reinjeção acumulada de CO_2 no Brasil

2015–2025, milhões de toneladas de CO_2



Fonte: Elaboração IBP com base em Petrobras, 2025.

Dentro das iniciativas de BECCS, destaca-se um projeto em desenvolvimento pela FS Agrisolutions Indústria de Biocombustíveis, uma das principais produtoras de etanol do Brasil. Esse projeto pioneiro, o primeiro do tipo no país, está sendo desenvolvido para a usina de Lucas do Rio Verde, no estado de Mato Grosso. O objetivo é capturar todo o CO_2 gerado durante a etapa de fermentação, com uma injeção diária prevista de 1.160 toneladas de CO_2. As operações estão programadas para começar em 2025.

Além disso, a Petrobras manifestou interesse em desenvolver *hubs* de CCUS como novas oportunidades de negócio e mecanismos de compartilhamento de riscos. A empresa já identificou oito locais potenciais para esses *hubs* pelo país. Em dezembro de 2023, durante a COP28, a Petrobras assinou um memorando de entendimento com o estado do Rio de Janeiro para avaliar conjuntamente o desenvolvimento de um *hub* de CCUS e explorar soluções combinadas, como o hidrogênio de baixo carbono.

O Brasil tem avançado na criação de marcos regulatórios para promover a adoção das tecnologias de CCUS como atividade produtiva, por meio de diretrizes regulatórias e incentivos específicos. Em agosto de 2023, o Senado Federal aprovou o Projeto de Lei nº 1.425/2022, que visa criar um marco legislativo e regulatório abrangente para as atividades de armazenamento geológico de CO_2. Posteriormente, em outubro de 2024, o Brasil deu um grande passo com a promulgação da Lei dos Combustíveis do Futuro (Lei nº 14.993/2024), que estabeleceu o arcabouço legal e as obrigações para que operadores tenham acesso aos locais de armazenamento geológico.

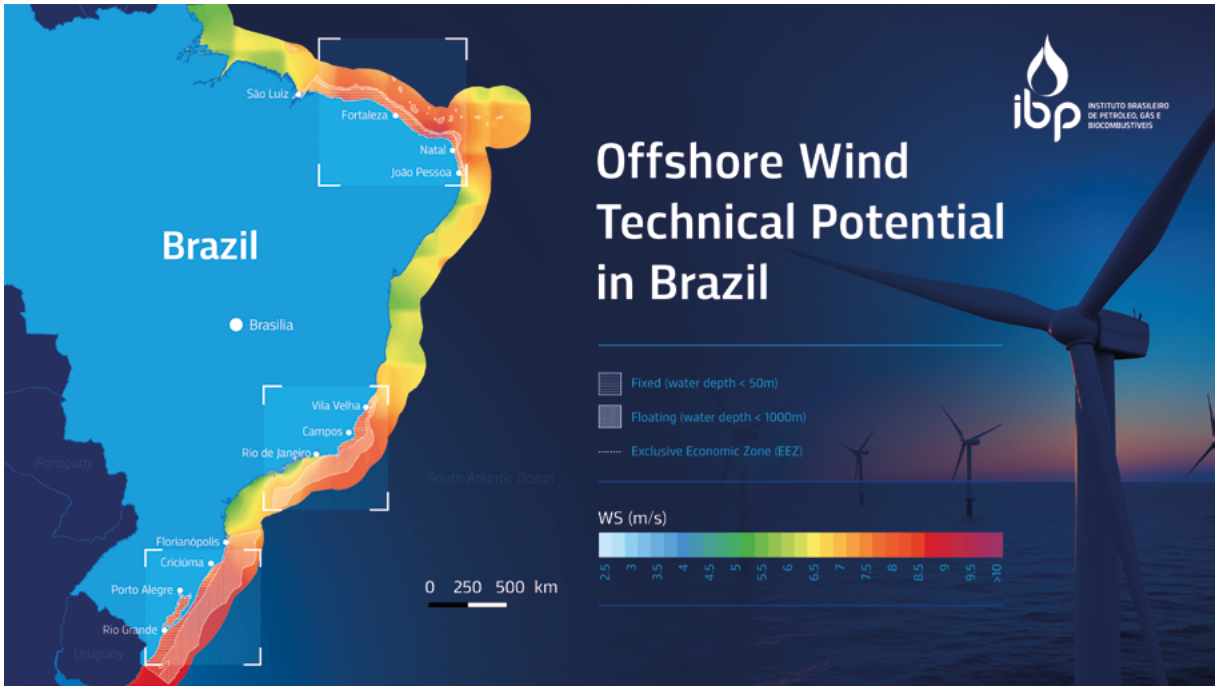
Além disso, dois programas adicionais foram recentemente introduzidos: o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) e o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), que incentivam o desenvolvimento de produtos energéticos de baixo carbono, incluindo aqueles associados às tecnologias de CCUS, conforme análise do CCS Institute (MME, 2025).

Quanto às políticas de incentivo, atualmente não existem instrumentos específicos dedicados exclusivamente ao CCUS. Entretanto, há financiamento público disponível por meio de linhas de crédito voltadas à redução de emissões, como o Programa BNDES RenovaBio, que foi utilizado no projeto da FS Bioenergia. Entre 2017 e 2023, cerca de 8% dos recursos de P&D das concessionárias no Brasil foram destinados a projetos relacionados ao CCUS.

• Eólicas *offshore*

Os recursos eólicos *offshore* do Brasil estão entre os mais favoráveis do mundo, com potencial técnico superior a 1.200 GW, segundo o estudo *Scenarios for Offshore Wind Development in Brazil*, do Banco Mundial. Esse potencial inclui aproximadamente 480 GW adequados para fundações fixas (em profundidades inferiores a 70 metros) e 748 GW para fundações flutuantes (em profundidades entre 70 e 1.000 metros). Esses números evidenciam a significativa capacidade do país para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, com potencial para ampliar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

Figura 01 – Potencial Técnico da Energia Eólica *Offshore* no Brasil



Fonte: Elaboração IBP com base no Banco Mundial (2024).

Para viabilizar essa expansão, o Brasil sancionou a Lei nº 15.097, em janeiro de 2025, estabelecendo um marco regulatório transparente para o desenvolvimento da energia eólica em alto-mar. A legislação autoriza a instalação de parques eólicos nas águas territoriais, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental, com a alocação de áreas realizada por meio de processos competitivos. Ao reforçar a segurança energética, atrair investimentos e ampliar o uso de fontes renováveis, a nova lei busca superar os obstáculos jurídicos que anteriormente limitavam o avanço desses projetos.

Um dos principais vetores do desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil é o setor de petróleo e gás, que tem se consolidado como parceiro estratégico, especialmente no campo tecnológico e regulatório. A *expertise* acumulada em operações marítimas, instalação de infraestrutura e logística pode ser aproveitada para apoiar o desenvolvimento da energia eólica em alto-mar. Essa sinergia decorre de desafios comuns, como o conhecimento do ambiente marinho, a instalação de plataformas flutuantes e a adaptação de materiais. A experiência do setor de petróleo e gás em operações *offshore* pode

contribuir para a redução de custos e a transferência de conhecimento, sobretudo nas etapas de construção e operação dos ativos. Além disso, o avanço tecnológico e a diminuição de custos dependem da engenharia especializada, da gestão de projetos de grande escala e da mobilização de capital – competências intrínsecas à indústria de petróleo e gás.

- Biocombustível

O Brasil consolidou-se como uma liderança global na produção de biocombustíveis, ocupando a segunda posição no *ranking* mundial, atrás apenas dos Estados Unidos. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2024 da EPE, aproximadamente 22,5% do consumo de energia do setor de transportes no país é suprido por biocombustíveis. A infraestrutura nacional inclui 359 usinas de etanol e 58 de biodiesel, reflexo de políticas públicas e iniciativas que impulsionam os biocombustíveis como componente estratégico da matriz energética.

O etanol é o principal biocombustível utilizado no transporte brasileiro, sendo produzido majoritariamente a partir da cana-de-açúcar, com o milho ganhando relevância, especialmente na entressafra. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determina a adição de 30% de etanol anidro à gasolina (E30). Além disso, o etanol hidratado é disponibilizado em sua forma pura, permitindo que consumidores escolham entre gasolina e biocombustível em veículos flex, que já representam mais de 80% da frota leve do país, segundo dados da EPE.

No transporte pesado, é obrigatória a mistura de 15% de biodiesel (FAME) ao diesel fóssil (B15), conforme diretriz do CNPE. Produzido predominantemente a partir de óleo de soja, o biodiesel brasileiro também utiliza sebo bovino e óleo de palma. Em 2024, a produção média foi de 0,16 mb/d.

Expandindo-se além dos biocombustíveis líquidos, a Nova Lei do Gás (2021) incorporou o biometano à matriz energética. Obtido pela purificação do biogás gerado na decomposição de resíduos orgânicos, o biometano passou a ser regulamentado como substituto equivalente ao gás natural, desde que atenda aos padrões da ANP. Embora promissor, esse segmento ainda é incipiente, com dez plantas em operação.

Essa transformação é impulsionada pela Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída em 2017, que estabelece metas anuais de descarbonização para os distribuidores de combustíveis. Para cumpri-las, esses agentes devem adquirir Créditos de Descarbonização (CBIOs). Esses créditos, negociáveis em bolsa, são gerados pelos produtores de biocombustíveis com base nas emissões de CO_2 evitadas de CO_2 em comparação ao uso de combustíveis fósseis.

Além de contribuir para a redução das emissões, os biocombustíveis otimizam o setor de refino brasileiro. A utilização de infraestrutura existente e a adoção de técnicas de coprocessamento permitem às refinarias maior flexibilidade frente às novas demandas energéticas, ganhos de eficiência e a redução da necessidade de investimentos em novas instalações — contribuindo para uma economia de baixo carbono. Segundo a UNICA (União da Indústria da Cana-de-Açúcar), os biocombustíveis podem emitir até 80% menos gases de efeito estufa (GEE) ao longo de seu ciclo de vida, em comparação aos combustíveis fósseis.

Ressalte-se que a Lei do Combustível do Futuro é uma iniciativa legislativa voltada a ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, com foco na descarbonização da mobilidade no país.

A legislação integra políticas públicas já existentes – como o RenovaBio, o Programa de Mo-

bilidade Verde (MOVER) e o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBE Veicular) – ao mesmo tempo em que atualiza os mandatos de uso de biocombustíveis e introduz novos combustíveis renováveis, como o SAF e o diesel verde (HVO - Hydrotreated Vegetable Oil).

A lei também incorporou o conceito de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), do poço à roda (*well-to-wheel*), considerando todas as etapas do combustível – da extração ao uso final – para mensurar as emissões associadas às diferentes fontes energéticas utilizadas no transporte. Isso inclui desde a geração da energia, passando pela extração e produção, até o consumo final, com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa de forma mais eficiente e econômica.

Tabela 08 – Políticas para biocombustíveis e biometano

Biocombustível	Métrica	Projeção
SAF (Combustível Sustentável de Aviação)	Percentual mínimo anual de redução de emissões de GEE.	1% a partir de 2027. Crescimento de 1 ponto percentual ao ano a partir de 2029, alcançando 10% em 2037.
Diesel Verde (HVO)	Percentual obrigatório, em volume, de adição ao diesel.	Adição de 1% ao ano a partir de 2026. Não pode ultrapassar 10%de redução nas emissões.
Biometano	Meta de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural.	Adição de 1% ao ano a partir de 2026. Não pode ultrapassar 10% de redução nas emissões.
FAME (Biodiesel)	Percentual obrigatório, em volume, de adição de biodiesel ao óleo diesel.	15% em 2025. Crescimento de 1 ponto percentual ao ano até atingir 20% em 2030. Pode variar entre 13% e 25%.
Etanol	Percentual obrigatório, em volume, de etanol anidro adicionado à gasolina.	Estabelecido em 27%. Pode variar entre 22% e 35%.

Fonte: Elaboração IBP (2025).

• Gás Natural

A transição energética deve ser gradual, ordenada e justa, a fim de evitar rupturas no suprimento de energia e garantir a acessibilidade do sistema energético. Assim, no processo de transição para uma matriz de baixa emissão de carbono, é essencial considerar a premissa da segurança do suprimento e a busca pela garantia de uma energia economicamente acessível para os consumidores.

Nesse contexto, o gás natural configura-se como uma fonte energética adequada para suportar o processo de transição para uma economia cada vez mais descarbonizada, dada sua menor emissão de CO_2 e a disponibilidade de tecnologias consolidadas.

No Brasil, o gás natural se destaca por seu uso no setor elétrico como complemento às energias renováveis (hidrelétrica, eólica e solar) em face da intermitência de geração dessas fontes. As termelétricas a gás garantem a segurança de abastecimento elétrico frente às variações das fontes renováveis e oferecem flexibilidade ao sistema em períodos de elevada demanda. Essa função de complementariedade e de garantia de suprimento indica a relevância do gás natural, permitindo o crescimento substancial esperado das fontes renováveis devido à crescente eletrificação da economia.

Além de sua importante função no setor elétrico, o gás natural tem potencial para contribuir na descarbonização do segmento de transporte terrestres e na substituição de combustíveis fosseis sólidos e líquidos em processos industriais. O gás natural é também um aliado, precursor e facilitador da inserção do biometano na matriz energética do país, havendo um elevado potencial de produção de biometano a partir de resíduos agrícolas e de lixo urbano.

Importante ressaltar que o gás natural de origem fóssil pode complementar e dar respaldo ao crescimento do seu equivalente renovável, que se beneficiará das economias de escala, das infraestruturas e do desenvolvimento da regulação do gás natural fóssil. A crescente oferta de biometano e sua complementariedade com o gás natural para abastecer os mesmos consumidores, além de criar novos mercados, é mais uma vertente do papel do gás natural (fóssil e renovável) na transição energética.

As transformações em curso no setor de gás natural têm potencial para ampliar a oferta desse recurso, contribuindo para o atendimento da demanda futura por energia. Além disso, essas mudanças estão alinhadas com os requisitos da transição energética ao promoverem o uso de fontes com menor intensidade de carbono.

Com base nas discussões anteriores sobre energias renováveis, biocombustíveis, novas tecnologias de sequestro de carbono e uso do gás natural, observa-se que o Brasil ocupa um papel estratégico no processo global de transição energética. Embora o país já possua uma matriz significativamente mais renovável do que a média mundial, continua avançando por meio da formulação de políticas públicas e da implementação de programas voltados ao desenvolvimento de fontes renováveis e de baixo carbono.

Considerações Finais

A indústria de óleo e gás brasileira é um dos setores econômicos mais relevantes do país, possuindo uma cadeia produtiva complexa, que se estende desde a geração de energia em suas diversas formas (i.e. petróleo bruto, derivados, biocombustíveis) até insumos para variados segmentos industriais (i.e. petroquímicos). A sua transversalidade salienta a sua relevância para a economia nacional e global.

Diante da inserção e importância da indústria de O&G para o desenvolvimento econômico e segurança do suprimento energético no país, análises do seu panorama atual permitem mensurar o desenvolvimento das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, bem como do refino e distribuição de derivados, o que é imprescindível para compreender a trajetória de crescimento da indústria.

A produção de petróleo brasileira é crescente desde 1980, alcançando em 2024 cerca de 3,4 milhões de barris/dia, tornando o Brasil o 8º maior produtor global. Já a produção de gás natural foi de 153,1 milhões de m³/dia, indicando o desenvolvimento dessa indústria importante para a transição energética. Vale ressaltar que em 2024 o petróleo se tornou o produto mais exportado pelo país, contribuindo para o equilíbrio na balança comercial.

Quanto ao segmento de *downstream*, destaca-se nesse estudo a demanda de óleo diesel no Brasil, que se manteve como o combustível mais representativo na comercialização, respondendo por 43% do volume total. Já o etanol hidratado respondeu por 14% das vendas totais, com crescimento de aproximadamente 33%, alcançando um volume de 21,6 milhões de m³ em 2024.

Esse panorama, atrelado ao desenvolvimento da economia, aponta para a evolução do setor, pautado na expansão da produção e dos investimentos. Nesse sentido, o Outlook IBP 2025 indica um crescimento contínuo na produção de petróleo nos próximos anos, atingindo um pico de 4,2 milhões de barris/dia em 2028. Já a produção de gás natural deverá atingir 68 milhões de m³ por dia em 2029.

Para viabilizar a expansão da exploração e produção no setor, projeta-se que os investimentos terão um crescimento de 36,5% entre 2025-2026, alcançando cerca de US$ 21,3 bilhões. A produção total de biocombustíveis cresce de 817 mil b/d em 2025 para 880 mil b/d em 2029, o que equivale a um aumento de 7,7% no período. Importante ressaltar que o crescimento e projeções de produção na indústria de petróleo e gás natural no Brasil tem sido acompanhado de investimentos em descarbonização, por meio do desenvolvimento de projetos de CCS, além de investimentos em fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica.

A ampliação da produção de petróleo e gás natural no país, bem como dos biocombustíveis que estão inseridos no segmento da mobilidade, é essencial para sustentar a segurança do abastecimento diante do crescimento econômico e aumento do consumo nos próximos anos. A existência de uma produção contínua garante ainda a proteção contra oscilações externas de suprimento, promovendo o planejamento de longo prazo no setor e preservando o acesso à energia.

Cabe destacar que o desenvolvimento da produção de petróleo tem efeitos sobre a economia nacional, pois proporciona a arrecadação de recursos para os entes estatais, garante insumos à diversos segmentos industriais e gera empregos nos elos da cadeia petrolífera e em segmentos econômicos relacionados ao *upstream*, produção de combustíveis e produtos não energéticos, distribuição e consumo desses produtos.

Diante da relevância do setor e petróleo e gás para a economia e o setor de energia, a elaboração de análises sobre o cenário atual e acerca de cenários projetados são imprescindíveis para compreender o seu processo de desenvolvimento e garantir o seu planejamento adequado.

Assim, o Outlook IBP 2025, seguindo o compromisso do Instituto de gerar conhecimento, buscou apresentar dados e análises econômicas sobre o panorama do setor, o processo de transição energética e projeções de produção e investimentos para os próximos anos, no intuito de fornecer aos Associados e à sociedade um conteúdo útil, atual e de referência para a indústria de energia.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Dados Estatísticos – Importações e Exportações. Disponível em: *https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos*.

_____ . (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025. Disponível em: *https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2025*.

_____ . (ANP). Dados Estatísticos – Processamento de petróleo e Produção de derivados. Disponível em: *https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos*.

_____ . (ANP). Dados Estatísticos – Produção de biocombustíveis. Produção de petróleo e gás natural. *Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos*.

_____ . (ANP). Dados Estatísticos – Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis. Disponível em: *https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos*.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (ANFAVEA). Anuário estatístico 2024. São Paulo, 2024. Disponível em: *https://anfavea.com.br/site/anuarios-2/*.

BANCO MUNDIAL. Scenarios for Offshore Wind Development in Brazil. Washington, DC, 2024. Disponível em: *https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/a989e1c2-5240-4e01-a4dd-3c4c5725e36a*.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 2024 (Lei do Combustível do Futuro). Brasília, DF, 2024. Disponível em: *https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm*.

_____ . Lei nº 15.097, de jan. 2025 (marco da energia eólica offshore). Brasília, DF, 2025. Disponível em: *https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15097.htm*.

CÂMARA BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO (CBIC). Indicadores da construção civil – 2024. Brasília, 2024. Disponível em: *https://cbic.org.br/estudos/*.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Diretrizes para aplicação da Cláusula de PD&I em temas de transição energética. Brasília, 2021. Disponível em: *https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-307393461*.

EBC. Forex: petróleo e commodities. 2025. Disponível em: *https://www.ebc.com/pt/forex/203809.html*.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2024. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: *https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024*.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. Disponível em: *https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035*.

ENERGY INSTITUTE. Statistical Review of World Energy 2024/2025. Londres, 2024/2025. Disponível em: *https://www.energyinst.org/statistical-review*.

FITCH RATINGS. Fitch Ratings updates its oil & gas price assumptions. 09 set. 2025. Disponível em: *https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-ratings-updates-its-oil-gas-price--assumptions-09-09-2025*.

GLOBAL CCS INSTITUTE. Relatórios institucionais sobre CCUS no Brasil (2024–2025). Disponível em: *https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/*.

INVESTING. UBS cuts Brent crude oil forecasts. 2025. Disponível em: *https://www.investing.com/news/commodities-news/ubs-cuts-brent-crude-oil-forecasts-4182860*.

JPMORGAN. Oil price forecast. 2025. Disponível em: *https://www.jpmorgan.com/insights/global--research/commodities/oil-price-forecast*.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS (MDIC). Comex Stat – Exportações por produto. Brasília, 2025. *https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home*.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Programa de Aceleração da Transição Energética. Disponível: *https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/programa-de-aceleracao-da-transicao-energetica-foi-sancionado-nesta-quarta-feira*.

OBSERVATÓRIO NACIONAL DE TRANSPORTE E LOGÍSTICA (ONTL). Painéis de movimentação de cargas – 2024. Brasília, 2024. Disponível em: *https://paineis.infrasa.gov.br/*.

OILPRICE. Wall Street forecasts oil in the $50s next year. 2025. Disponível em: *https://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/Wall-Street-Forecasts-Oil-in-the-50s-Next-Year.html*.

PETROBRAS. Reinjeção de CO^2 no pré-sal – metas e resultados. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: *https://agencia.petrobras.com.br/w/inovacao/petrobras-bate-recorde-de-reinjecao-de-co2-no-pre-sal*.

REUTERS. Citi's base case sees Brent prices heading towards low $60s/bbl by end year. 07 ago. 2025. Disponível em: *https://www.reuters.com/business/energy/citis-base-case-sees-brent-prices-heading-towards-low-60sbbl-by-end-year-2025-08-07/*.

_____ . Goldman Sachs expects slightly larger oil surplus in 2026. 08 set. 2025. Disponível em: *https://www.reuters.com/business/energy/goldman-sachs-expects-slightly-larger-oil-surplus-2026-2025-09-08/*.

_____ . HSBC sees downside risk to 2026 Brent crude oil price forecast. 15 set. 2025. Disponível em: *https://www.reuters.com/business/energy/hsbc-sees-downside-risk-2026-brent-crude-oil-price-forecast-2025-09-15/*.

SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEG). Disponível em: *https://seeg.eco.br/*.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE COMPONENTES PARA VEÍCULOS AUTOMOTORES (SINDIPEÇAS). Anuário 2024. Disponível em: *https://virapagina.com.br/sindipecas2024/12/*.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Short-Term Energy Outlook (STEO). 2025. Disponível em: *https://www.eia.gov/outlooks/steo/*.

WALL STREET JOURNAL (WSJ). Oil glut concerns cloud price outlook despite geopolitical risks. 2025. Disponível em: *https://www.wsj.com/business/energy-oil/oil-glut-concerns-cloud-price--outlook-despite-geopolitical-risks-3eb9a813*.

Expediente

Gerência de Análises Técnicas do Setor de Óleo e Gás:

Isabella Costa
Aldren Vernersbach
Juliana Barretto
Leonardo Lima
Vinicius Daudt

Presidência/CEO do IBP:
Roberto Furian Ardenghy

Diretora Executiva Corporativa:
Claudia Rabello

Diretor Executivo de E&P:
Claudio Fontes Nunes

Diretora Executiva de Gás Natural:
Sylvie D'Apote

Diretor Executivo de Downstream:
Carlos Orlando

Gerência de Áreas Terrestres, Águas Rasas e Política Industria:
Barbara Ferreira

Gerência de Comunicação e Marketing:

Ingrid Buckmann
Alexandre Romão
Demy Gonçalves
Carolina Pazó
Carolina Souza
Caroline Lyrio
Tatiana Campos
Vanessa Rangel

ISBN: 978-65-88039-22-9
9 786588 039229

INSTITUTO
BRASILEIRO DE
PETRÓLEO, GÁS E
BIOCOMBUSTÍVEIS

Onde a indústria e o futuro se conectam.

@ibpbr @ibpbr @ibpbr @ibp_br @IBPbr

www.ibp.org.br | institucional@ibp.org.br

Sede - Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso, 52 - 21º e 26º andares
Centro - Rio de Janeiro - RJ | Tel.: (21) 2112-9000

Escritório - Brasília
SAUS Quadra 1, Lote 2, Bl. N, Sala 911
Edifício Libertas - Asa Sul - Brasília / DF