



Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás

Número 19 · Julho - Dezembro de 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

(composição dos cargos em 29 de janeiro de 2026)



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretária de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Vago

www.mme.gov.br



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

EQUIPE TÉCNICA

Superintendente de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa

Superintendente de Petróleo e Gás Natural

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Geral

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Executiva

Marcelo C. B. Cavalcanti

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Marcelo Ferreira Alfradique

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira

Carlos Augusto Góes Pacheco

Carolina Oliveira de Castro

Filipe Soares da Cruz

Pedro Aguiar Vieira Nunes Barbosa Lopes

Vinícius Folly Barbosa

AVISOS

Esta publicação possui caráter informativo, com análises sobre os principais eventos e acontecimentos da indústria de óleo & gás que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A EPE se exime de qualquer responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por agentes econômicos ou qualquer pessoa com base nas informações contidas neste documento, assim como pelo uso indevido destas.

**VALOR
PÚBLICO**

A EPE promove transparência e reduz assimetrias informacionais no setor, fornecendo dados e análises factuais para subsidiar a tomada de decisão dos agentes. Suas publicações registram a conjuntura internacional e nacional do setor de petróleo e gás natural, além de analisar oportunidades de investimento no contexto da transição energética.

**CONTROLE
DE VERSÃO**

Versão	Data	Descrição
v1	10/03/2026	Publicação

CONJUNTURA INTERNACIONAL

A segunda metade do ano de 2025 foi caracterizada por um contexto global de volatilidade estrutural em que tensões geopolíticas, tecnológicas e econômicas influenciaram o mercado global de petróleo e gás natural¹ ([EIA](#); [OPEC](#) ; [Rystad](#)).

A economia global continuou absorvendo os efeitos de choques sucessivos, com inflação persistente e políticas monetárias contracionistas que suprimem o crescimento e a demanda por *commodities*. No Oriente Médio, apesar do acordo de paz entre Israel e Hamas, a instabilidade persiste. A competição estratégica entre EUA e China se intensifica pelo desacoplamento tecnológico, particularmente em inteligência artificial e infraestruturas críticas. O protecionismo comercial impôs restrições tarifárias generalizadas, embora com sinais de estabilização através de negociações setoriais. Na Europa, o conflito Rússia-OTAN se apresentou como principal risco militar, com potencial de escalada ([BlackRock](#)).

Em 2025, os preços internacionais do petróleo apresentaram trajetória de queda² ([EIA](#)), tendo sido impactados pela decisão da Opec+ em elevar suas cotas de produção (encerrando os cortes voluntários vigentes desde 2023), o que ocasionou excesso de oferta e aumento dos estoques ([IEA](#); [IEA](#)). A Organização optou por priorizar sua coesão interna e por reforma estrutural de longo prazo, mesmo às custas de uma gestão de mercado menos ágil no curto prazo ([Reuters](#)). A média do petróleo Brent em 2025 foi de US\$ 69,14/b e a do WTI, US\$65,38/b, o menor nível desde 2024³ ([IEA](#); [EIA](#)).

A produção global de petróleo cresceu 3 milhões b/d em 2025⁴ frente a 2024, apesar das sanções à Rússia e à Venezuela terem provocado queda de oferta no segundo semestre⁵ ([IEA](#)). Argentina, Brasil, Canadá e Estados Unidos foram os principais responsáveis pelo aumento da oferta ([OPEC](#)). Os estoques globais de petróleo aumentaram 470 milhões b/d em 2025⁶ ([IEA](#)). O incremento das reservas de petróleo foi estimulado pelo aumento do estoque fora da OCDE

¹ Expectativas de aumento de produção pressionaram o preço do barril de petróleo para baixo, em contrapartida uma expectativa do aumento das sanções à Rússia e Irã desaceleraram a queda ([EIA](#); [OPEC](#)).

² Em 01/07, o petróleo Brent fechou a US\$67,63/b e o WTI Cushing a US\$66,64/b. No fim de julho ocorreu o pico de preços do semestre, com o Brent acima de US\$73/b e o WTI próximo de US\$71/b ([EIA](#)).

³ Entre janeiro e dezembro de 2025, o preço do petróleo Brent decresceu 11,17% (US\$8,51) e o WTI 9,69% (US\$7,15) ([EIA](#)).

⁴ A produção média global atingiu 106 milhões b/d em 2025 ([IEA](#)).

⁵ Apenas em novembro de 2025, a produção recuou 610 mil b/d, sendo 420 mil b/d da Rússia ([IEA](#)).

⁶ Os estoques de petróleo aumentaram em média 1,3 milhão b/d ([IEA](#)).

e pelo petróleo em trânsito marítimo ([OPEC](#)). As sanções contra a Rússia e o Irã⁷ fragmentaram o mercado global, criando novos eixos comerciais (Rússia-Índia-China) e uma "frota sombra" para burlar restrições ([Vortexa](#); [Petroleum Economist](#)).

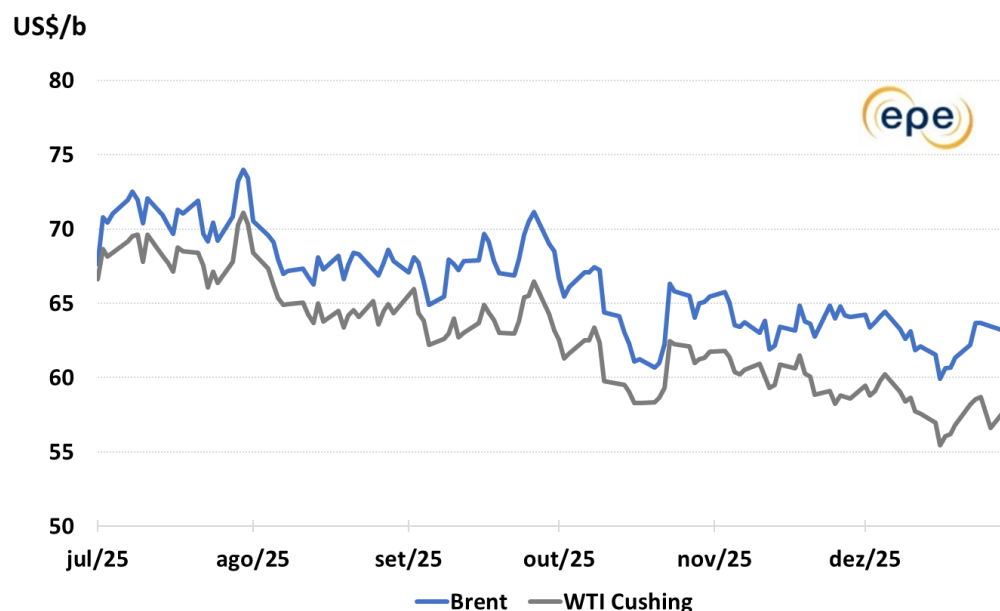


Gráfico 1. Preços internacionais de petróleo

Fonte: [EIA](#).

Com o aumento das tensões geopolíticas, países prezaram por segurança energética e, consequentemente, aumentaram seus estoques de óleo através de potencialização da produção e importações⁸. Ao final do segundo semestre de 2025, o mercado de petróleo operou sob dinâmica de superávit, com formação de estoques que não exerceram pressão proporcional sobre preços devido a fatores de infraestrutura e sanções internacionais. A contração observada no quarto trimestre de 2025 não alterou a trajetória de crescimento de médio prazo, mas confirmou a capacidade de ajuste da oferta Opep+ e reforçou a relevância do *shale* norte-americano como limitador de preços. Eventos geopolíticos continuaram gerando volatilidade de curta duração, mas o colchão de oferta e estoques atenuou as escaladas sustentadas de preços. Apesar disso, os estoques dos principais derivados de petróleo permaneceram abaixo de médias históricas em novembro, devido às paradas (programadas ou não) de refinarias nos meses anteriores ([OPEC](#)).

⁷ Os mercados energéticos incorporam antecipadamente os riscos geopolíticos, de forma que uma ameaça crível ao fornecimento iraniano geraria uma contração imediata no equilíbrio global de oferta de petróleo. Essa dinâmica introduz um prêmio por risco de interrupção, com potencial para elevar os preços. Dada a posição do Irã como fornecedor relevante, qualquer escalada por interrupções operacionais, perturbações no transporte marítimo ou aplicação de sanções impactaria diretamente os volumes disponíveis para o mercado global.

⁸ Em 2025, a China importou 11 milhões b/d, um aumento de 17% em relação a 2024. Estima-se que os estoques do país tenham crescido em um ritmo cinco vezes maior, se comparado a 2024 ([Reuters](#)).

As projeções apontaram aumento da demanda global de petróleo em 2025 (acima dos 103 milhões b/d)⁹ (IEA), impulsionado por países fora da OCDE, com destaque para China e Índia (OPEC). Para 2026, espera-se alta adicional de cerca de 1,4 milhão b/d em relação a 2025, o que exigirá expansão da capacidade de armazenamento (IEA; OPEC). Por sua vez, as exportações de GNL registraram o maior crescimento em três anos no ano de 2025, com um volume estimado em 429 milhões de toneladas, o aumento significa aproximadamente acréscimo de 4% em relação a 2024. Esse aumento foi caracterizado pela entrada em operação e *ramp-up* de novas capacidades de liquefação na América do Norte (Plaquemines e LNG Canada) (Bloomberg).

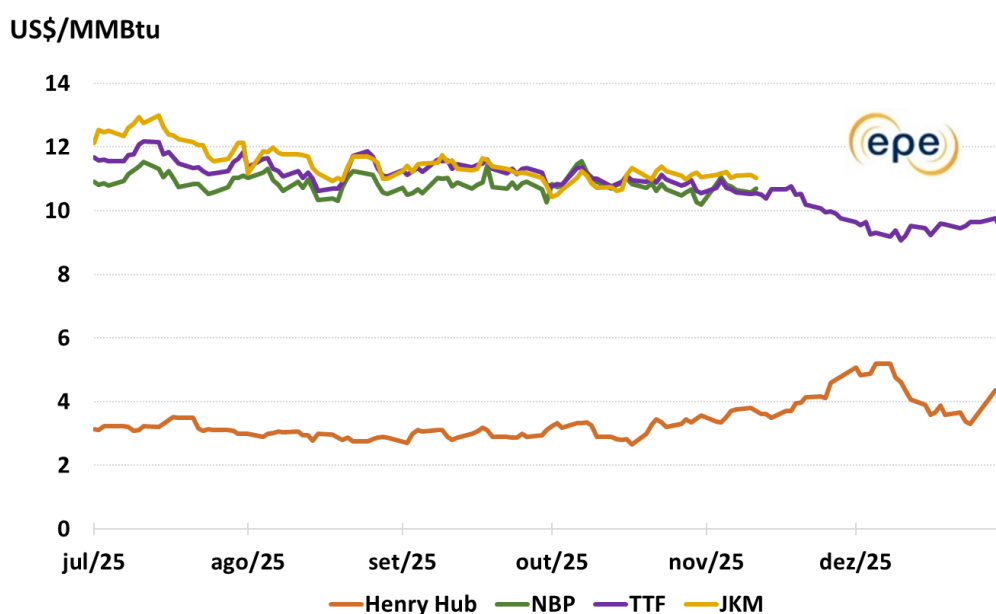


Gráfico 2. Preços internacionais do gás natural

Fontes: (EIA; ICE; S&P Global; S&P Global)

Conforme o Gráfico 2, os preços de gás natural apresentaram uma dinâmica mais volátil e menos uniforme no segundo semestre de 2025. Na Europa, o TTF europeu apresentou estabilização, com leve tendência de baixa. Esse movimento foi ocasionado por dois fatores principais: de um lado, a maior disponibilidade de GNL e os níveis favoráveis de estoque no inverno; de outro, uma baixa demanda industrial. Além disso, contribuíram para essa pressão de baixa as novas entradas em operação e a ampliação da capacidade (*ramp-up*) na América do Norte (IEA). Na Ásia, o JKM apresentou preços estáveis, demonstrando crescimento moderado da demanda e menor competição por cargas *spot* (Global LNG Hub). O Henry Hub nos EUA apresentou médias acima de US\$ 4/MMBtu no inverno, em função de maior demanda térmica e fluxos potentes para a exportação de GNL (EIA).

Nos EUA houve recorde para as exportações de GNL. O país se tornou o primeiro do mundo a exportar 100 milhões de toneladas em um ano, impulsionado pela utilização de plantas já

⁹ O aumento esperado da demanda de petróleo para 2025 foi de 830 mil b/d, chegando a 103 milhões b/d (IEA). Já a Opep+ estimou de forma mais positiva, com aumento de 1,3 milhão b/d, chegando a 105,1 milhões b/d (OPEC; OPEC).

existentes e pela entrada de novas capacidades de liquefação, sendo dezembro o melhor mês da história. Mais uma vez a Europa foi o principal destino¹⁰, seguido pelo Egito, Turquia e mercados asiáticos¹¹¹² ([Reuters; Energy Oil and Gas](#)).

Para o mercado asiático, a previsão aponta uma queda nas importações de GNL em 2025, o primeiro recuo anual em três anos¹³. A China foi a protagonista dessa queda: as importações passaram de 78,3 milhões de toneladas (MM t) em 2024 para 64,6 MM t em 2025. Com preços *spot* no Norte da Ásia próximos de US\$ 10,9/MMBtu, as compras fora de contratos de longo prazo foram limitadas, o que levaria o país a perder o posto de maior importador de GNL para o Japão ([Reuters; LNG Industry](#)).

Para garantir sua segurança energética, o Vietnã iniciou uma transição das compras *spot* de GNL para contratos de longo prazo. O primeiro deles foi fechado entre a Petrovietnam Gas e a Shell, para fornecer 400 mil t/ano ao terminal de Thi Vai entre 2027 e 2031 ([Reuters; Ener Data](#)). No Catar, o projeto de expansão do North Field segue em andamento e promete elevar significativamente a produção global de GNL. Com conclusão prevista para 2027, sua capacidade deve atingir 126 milhões de toneladas anuais, incremento que consolidará a posição do país como fornecedor dominante, estendendo sua influência para além dos mercados tradicionais dos EUA, Ásia e Europa¹⁴ ([Reuters; Energy Terminal](#)).

O consórcio argentino Southern Energy fechou com a estatal alemã *Securing Energy for Europe* (SEFE) um contrato de exportação de GNL avaliado em US\$ 7 bilhões. O acordo prevê o fornecimento de 2 MM t/ano a partir do final de 2027, por oito anos. Trata-se de um dos maiores contratos do tipo já firmados pela Argentina com um importador internacional, ainda que sua conclusão dependa da assinatura do documento final entre as partes¹⁵ ([Reuters; SEFE](#)).

¹⁰ O uso de FSRUs (unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação) atingiu um nível recorde em 2025 para importações de GNL: 67,1 MM t – volume equivalente a 1.091 cargas de navios ([Tradewind News](#)).

¹¹ A Venture Global foi autorizada a exportar GNL de sua futura planta CP2. A instalação Plaquemines LNG recebeu permissão para introduzir gás natural no bloco final ([Reuters; Reuters; Reuters](#)).

¹² Em novembro, os EUA atingiram um recorde histórico de exportações de GNL, com 10,9 milhões de toneladas. O desempenho foi sustentado pela forte produção nos terminais de liquefação operados pela Cheniere e pela Venture Global. O intenso fluxo de cargas elevou a demanda interna por gás destinado à liquefação, com a Europa absorvendo aproximadamente 70% do volume exportado ([Reuters; Engineering](#)).

¹³ 276 MM t em 2025 frente a 287,8 MM t em 2024, mesmo com uma importação de 23,0 MM t em novembro e de uma recuperação esperada em dezembro (26,9 MM t) ([Reuters; LNG Industry](#)).

¹⁴ Além desses novos projetos, a África do Sul foi declarada pela Exxon Mobil como uma das principais prioridades para vendas de GNL a longo prazo, demonstrando o crescimento da demanda em regiões africanas que apresentam uma infraestrutura limitada de gás natural e expondo a necessidade de diversificação de energia ([Reuters](#)).

¹⁵ Na América do Sul, o gás natural continuou sendo protagonista no cenário energético mesmo com o avanço das energias renováveis e das incertezas geopolíticas. Sustentado tanto pela produção convencional quanto não convencional, o gás natural seguirá relevante em um cenário a médio prazo. Ao mesmo tempo, crises geopolíticas podem afetar diretamente esse setor, tal fato é sustentado pela suspensão do acordo de gás entre Trinidad e Tobago e a Venezuela em outubro de 2025. Essa quebra demonstra a necessidade de fortalecimento da cooperação regional na América Latina ([DNV; UPI; Aljazeera](#)).

No segundo semestre de 2025, novos projetos petrolíferos entraram em operação na América do Norte¹⁶, África¹⁷, América do Sul¹⁸ e Ásia¹⁹. Além disso, houve anúncios relevantes de rodadas de licitação em todo globo²⁰. No mesmo período, as grandes petrolíferas mantiveram o realinhamento estratégico iniciado no primeiro semestre: preservaram ou ampliaram investimentos em petróleo e gás natural, apoiadas por preços atrativos, necessidade de reposição de reservas e foco em geração de caixa. Como contrapartida, e visando à mitigação de riscos e custos, projetos de baixo carbono foram reduzidos ou revisados, em uma clara priorização pela seletividade e pelo retorno financeiro ([CNN](#); [OilPrice](#))²¹.

Em dezembro, o volume global de petróleo refinado estava 900 mil b/d maior se comparado a janeiro, chegando a 83,8 milhões b/d ²². Após meses de alta, as margens de refino caíram em dezembro em todas as regiões²³. No Hemisfério Norte, a queda decorreu do acúmulo de estoques de derivados, especialmente combustíveis de transporte, em meio à fraqueza sazonal da demanda e à redução dos embarques europeus para a África Ocidental. No Sudeste Asiático, uma maior oferta doméstica, menor atratividade das exportações e ampla disponibilidade de produtos do Oriente Médio pressionaram a rentabilidade do refino ([O.](#); [IEA](#)).

¹⁶ BP iniciou projeto de expansão nos EUA, a fim de aumentar em 20 mil boe/d a produção na plataforma Argos. É a primeira de três expansões e novos projetos de construção no Golfo da América em águas profundas (capacidade adicional projetada de 400 mil boe/d na região *offshore* dos EUA até o final desta década) ([BP](#)).

¹⁷ Angola: TotalEnergies iniciou a produção dos projetos, Begonia e Clov Fase 3, adicionando 60 mil b/d de produção *offshore* no país ([Total Energies](#)); Azule Energy produziu seu primeiro óleo no projeto Agogo West Hub que busca o desenvolvimento de dois campos na costa do país. Os campos Agogo e Ndungu, combinados, têm reservas estimadas em aproximadamente 450 milhões de barris, com produção máxima projetada de 175 mil b/d ([Azule Energy](#)). Nigéria firmou seu primeiro Contrato de Partilha de Produção com uma grande empresa em dez anos. TotalEnergies: Contrato de Partilha da Produção, nos blocos *offshore* PPL 2000 e PPLT 2001, uma área de aproximadamente 2 mil km² ([TotalEnergies](#)) ([IEA](#)). Uganda: CNOOC concluiu 15 de 31 poços do projeto Kingfisher (40 mil b/d) ([Upstream on Line](#); [UNOC](#)), enquanto o oleoduto EACOP, de 1,4 mil km, alcançou cerca de 79% de conclusão em out/2025 ([The EastAfrican](#));

¹⁸ Guiana: ExxonMobil colocou em operação o FPSO Yellowtail, de 250 mil boe/d. Segundo estimativas da empresa, ele eleva a capacidade instalada total do país para mais de 900 mil boe/d. É o maior empreendimento da Guiana até hoje, com uma produção média anual inicial de 250 mil boe/d ([Exxon Mobil](#)).

¹⁹ Iraque assinou um acordo com a Chevron para o projeto Nassiriya, que consiste em 4 blocos de exploração, além do desenvolvimento de outros campos petrolíferos produtores ([Reuters](#)). Iraque e Turquia firmaram acordo para destinar parte da receita do petróleo iraquiano a um fundo para projetos de infraestrutura hídrica no Iraque ([Reuters](#)).

²⁰ África: Camarões lançou uma rodada de blocos em agosto ([EnergyChamber](#)); Nigéria adiou para 01/26 oferta de 50 blocos *onshore* e *offshore* ([NUPRC](#); [AECWeek](#)); após acordo da Chevron na Guiné-Bissau em novembro, Mauritânia (15 blocos) e Serra Leoa (50 blocos) se prepararam para lançar leilões ([Reuters](#); [AECWeek](#)). São aguardados os resultados das rodadas iniciadas em março/25 no Quênia e Tanzânia ([PetróleoQuênia](#); [PURA](#)). Ásia: seguem pendentes os resultados da 25ª Rodada da Tailândia, iniciada em 01/25 com nove blocos ([UpstreamOnline](#)). A Índia prorrogou o prazo de seu leilão de 25 blocos ([EconomicTimes](#)). Europa: Noruega ofertou 76 áreas *offshore* e concedeu 57 licenças a 19 empresas ([Regeringen/Reuters](#)). Nos EUA, foram ofertados 181 blocos (mais de 4 mil km²), com lances de cerca de US\$ 300 milhões apresentados por 30 empresas ([BOEM](#)).

²¹ Shell e Equinor criaram a *joint venture offshore* Adura, com capacidade projetada de 200 mil boe/d (sendo 140 mil boe/d já em 2026) ([Shell](#)). Reino Unido: TotalEnergies formou a *joint venture* Neo Next+, com produção estimada de 250 mil boe/d ([Discovery Alert](#)).

²² Em dezembro houve um aumento de 1,5 milhão b/d em relação a novembro, alcançando 83,8 milhões b/d, ainda 500 mil b/d abaixo do registrado no mesmo mês de 2024 (84,3 milhões b/d). Frente a janeiro, houve aumento de 900 mil b/d ([OPEC](#)).

²³ Em dezembro, as margens de refino no USGC em relação ao petróleo WTI apresentaram média de US\$ 14,45/b, recuando US\$ 7,73/b em termos mensais, mas ainda com avanço de US\$ 1,37/b na comparação anual. Já as margens da refinaria de Rotterdam frente ao Brent registraram forte deterioração, atingindo o menor nível em quatro meses e ampliando o diferencial negativo em relação ao USGC e a Singapura ([OPEC](#)).

A geopolítica se manteve como força motriz central nos mercados de energia no segundo semestre de 2025, com implicações distintas para o petróleo e o gás natural. A convergência de conflitos no Oriente Médio, instabilidade no Mar Vermelho, riscos no Estreito de Hormuz e sanções contra a Rússia e Venezuela perturbou rotas comerciais, elevou custos logísticos e gerou incertezas sobre a oferta. Essa volatilidade contagiou os mercados de gás e GNL, impactando sobretudo as expectativas de importadores asiáticos e reforçando a necessidade crítica de diversificação e segurança energética ([Baltic Exchange](#); [S&P Global](#)). Paralelamente, a rivalidade estratégica entre grandes potências levou países, como a China, a reforçarem estoques por segurança, funcionando como um piso para os preços mesmo com o aumento da oferta global e reafirmando o petróleo como ativo estratégico em cenários de risco ([IEA](#); [IEA](#)).

Em síntese, a dinâmica da oferta em 2026 será moldada pela situação no Oriente Médio e nas Américas, enquanto as compras estratégicas chinesas, o tratamento do petróleo sob sanções e as flutuações geopolíticas introduzirão volatilidade substancial no balanço oferta-demanda. Essa complexidade evidencia a vulnerabilidade estratégica da dependência de combustíveis fósseis de regiões instáveis, acelerando a reavaliação das matrizes energéticas nacionais, não apenas por imperativos climáticos, mas de segurança. Neste contexto, Venezuela, Groenlândia e Irã surgem como focos potenciais de intervenção dos EUA, com potenciais realinhamentos geopolíticos e impactos nos fluxos e preços globais ([Petroleum Economist](#)).

O mercado de gás foi marcado por uma dicotomia regional: recordes de exportação dos EUA para a Europa contrastaram com uma retração nas importações asiáticas, liderada pela China em resposta a preços *spot* elevados. Em um cenário volátil, o período reforçou a tendência de busca por segurança via contratos de longo prazo e expansão de grandes projetos de infraestrutura. Face a um ambiente macroeconômico e geopolítico mais complexo, as estratégias de transição estão sendo recalibradas. O foco se deslocou de investimentos radicalmente novos para a descarbonização de atividades existentes, priorizando segurança energética e seletividade de investimentos em um caminho pragmático para a redução de emissões.

CONJUNTURA NACIONAL

O segundo semestre de 2025 mostrou forte desempenho do setor brasileiro de petróleo e gás, em um contexto de continuidade dos investimentos, apesar da crescente importância da transição energética para a política doméstica. Esse ambiente contribuiu para a sustentação de projetos de grande escala e para o avanço de agendas regulatórias e institucionais relevantes. Ao longo do período, o setor registrou recordes sucessivos de produção, expansão da infraestrutura, avanços no licenciamento e nos processos licitatórios, além de movimentos voltados à segurança energética e à transição para uma matriz de menor intensidade de carbono.

No segmento *upstream*, o período foi marcado pelo recorde de produção de óleo e gás natural, conforme ilustrado no Gráfico 3.

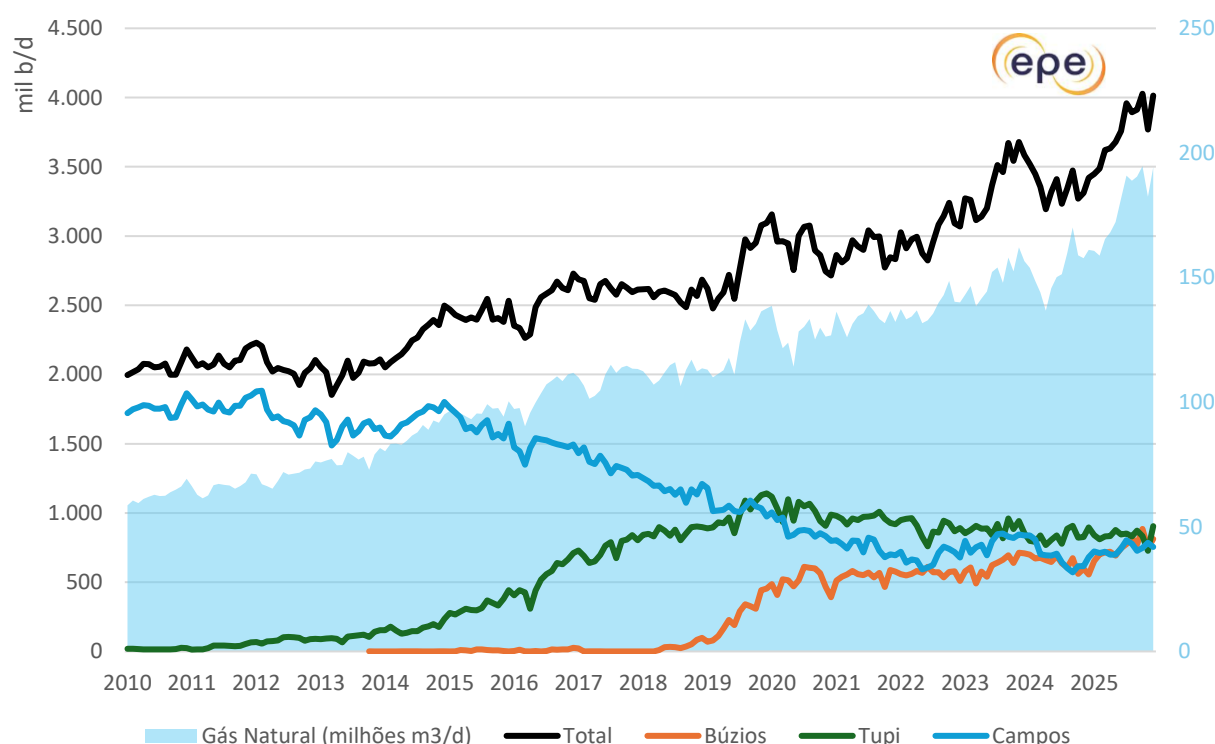


Gráfico 3 – Produção de óleo e gás natural brasileira

Fonte: [ANP](#).

Novos Floating Production Storage and Offloading (FPSOs) entraram em operação em meio à recuperação da produção de diversos campos maduros. Em anos anteriores, o aumento da produção petrolífera com a entrada de novos FPSOs na Bacia de Santos era frequentemente mitigado pelo declínio na produção da Bacia de Campos. Além disso,

aumentos na produção de Búzios não impactavam tanto a produção total devido ao declínio do Campo de Tupi. Investimentos ao longo dos últimos, inclusive novas plataformas, estão fazendo a produção na Bacia de Campos tornar a subir, passando de 621 mil b/d no segundo semestre de 2024 para 765 mil b/d no 2º semestre de 2025. Paralelamente, o Campo de Tupi recuperou sua capacidade, alcançando 903 mil b/d em dezembro de 2025 (patamar não verificado desde novembro de 2023), principalmente devido à conclusão de manutenções preventivas em suas unidades.

Destaque particular para a produção de gás natural, que passou de 153 milhões m³/d em 2024 para 190 milhões m³/d no 2º semestre de 2025. Ambos esses recordes permitiram a produção de óleo e gás natural brasileira atingir 5,1 milhões boe/d no 2º semestre de 2025. E esse valor tende a crescer, especialmente com o início da operação do FPSO P78 (Búzios 7) em 31 de dezembro de 2025, que pode fazer com que este se torne o maior campo brasileiro. Outra notícia de Búzios no semestre foi a contratação para construção do FPSO 12, evidenciando que a tendência é de crescimento contínuo da produção do campo ao longo dos próximos anos ([Petrobras](#)).

Ainda relativo à produção, merece destaque o início da produção do Campo de Bacalhau, operado com a FPSO Bacalhau, com capacidade de 220 mil bpd ([Equinor](#)). Ainda no segmento *upstream*, mas em relação à exploração, a atividade ainda está elevada em relação ao histórico recente, conforme Gráfico . Destaque para a perfuração de poços pioneiros, que depois de anos sem grande significância, tornou a crescer. Em agosto, a BP anunciou sua maior descoberta em 25 anos, no Campo de Bumerangue, na Bacia de Santos, reforçando o potencial de áreas consideradas fronteiras do pré-sal ([BP](#), [Reuters](#)). A Petrobras iniciou a perfuração de poço exploratório em águas profundas na Bacia do Amazonas na Margem Equatorial, próxima à fronteira da Guiana Francesa²⁴.

²⁴ Em agosto, a Petrobras realizou a Avaliação Pré-Operacional (APO) na região da Foz do Amazonas. A APO foi aprovada pelo Ibama no mês seguinte, que considerou a estrutura robusta e o caráter inédito da atividade. Em outubro, o instituto ambiental autorizou a perfuração do poço exploratório FZA-M-59, decisão que foi destacada pelo MME como estratégica para a soberania energética, o desenvolvimento das Regiões Norte e Nordeste do País, e a atração de investimentos ([MME](#); [Petrobras](#); [Reuters](#)).

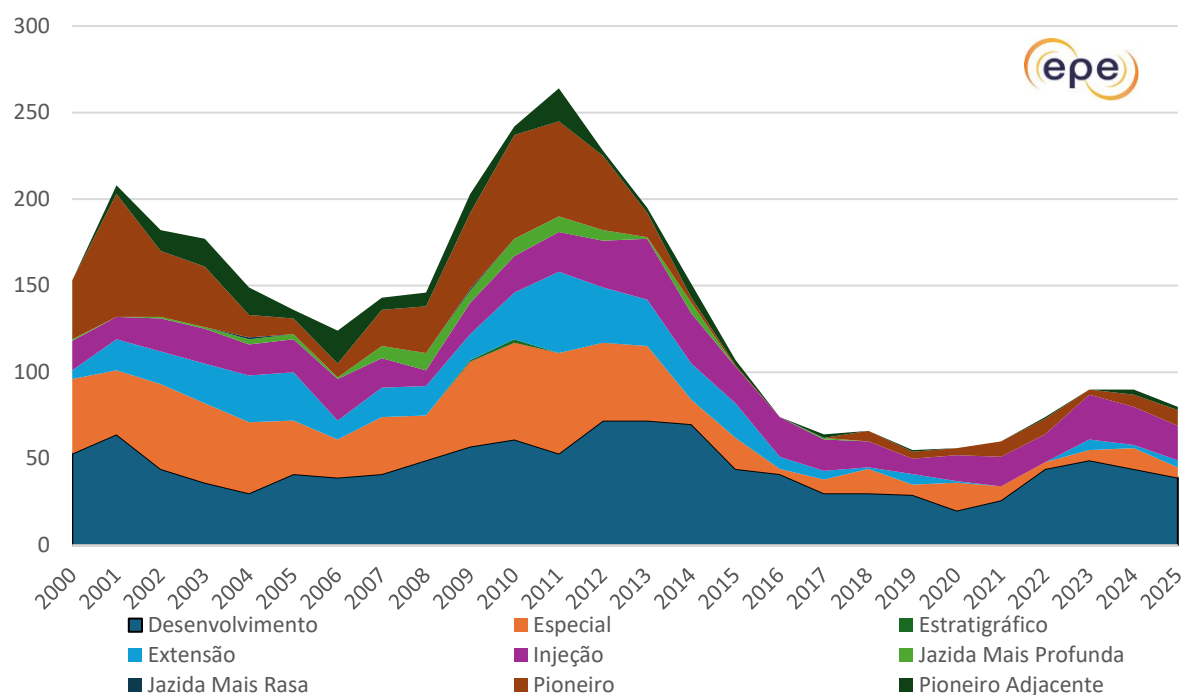


Gráfico 4 – Poços perfurados no mar no Brasil

Fonte: [ANP](#).

Outro destaque, que reforça o interesse pelo Pré-sal brasileiro, foi o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha (OPP), no qual cinco dos sete blocos ofertados foram arrematados em outubro²⁵, todos no Polígono do Pré-Sal²⁶ ([PPSA](#)). Em dezembro, o primeiro leilão de áreas não contratadas do pré-sal, sob o regime de partilha, arrecadou R\$ 8,8 bilhões, atraindo investidores nacionais e internacionais e reforçando a atratividade das áreas em águas ultraprofundas ([MME](#); [Petrobras](#)). A Petrobras também aprovou a decisão final de investimento para o projeto Sergipe Águas Profundas²⁷ módulo 2 (SEAP II), na Bacia de Sergipe-Alagoas, ([Petrobras](#)). Complementarmente, a ANP aprovou a indicação de 33 blocos²⁸ exploratórios, distribuídos em oito bacias sedimentares, para futura inclusão na Oferta Permanente de Concessão (OPC), ampliando o portfólio de áreas disponíveis para exploração no País ([ANP](#)).

Toda essa atividade contribuiu para o Plano de Negócios 2026–2030 da Petrobras, que prevê investimentos totais de US\$ 109 bilhões, dos quais US\$ 69,2 bilhões destinados a projetos de E&P, reforçando o foco em *upstream* no portfólio da empresa.

²⁵ Todos os blocos arrematados tiveram ofertas de excedente em óleo para a União maiores do que o mínimo do edital. O ágio médio do excedente em óleo foi de 91,20%. O maior ágio foi de 251,63%, no bloco de Citrino ([PPSA](#)).

²⁶ Esmeralda e Ametista, na Bacia de Santos; e Citrino, Itaimbezinho e Jaspe, na Bacia de Campos ([PPSA](#)).

²⁷ Para o desenvolvimento do projeto está em contratação um FPSO com capacidade de 120 mil bpd e 12 milhões m³/d, com previsão de conclusão da negociação no 1º semestre de 2026 ([Petrobras](#)).

²⁸ Os blocos estão distribuídos entre: Campos (15 blocos), Recôncavo (5), Espírito Santo — Terra (2) e Mar (2), Barreirinhas (3), Santos (2), Sergipe-Alagoas Mar (2), Paraná (1) e Parnaíba (1) ([ANP](#)).

Esses investimentos no Brasil, tanto pela Petrobras como por grandes petrolíferas internacionais, também estão sendo viabilizados por avanços no ambiente institucional. Em setembro, o Brasil formalizou o pedido de adesão como membro pleno da Agência Internacional de Energia (IEA). O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou, em outubro, um conjunto de resoluções para atrair investimentos e alinhar políticas industriais²⁹, ambientais e energéticas no setor de petróleo e gás natural. Foram criadas, por exemplo, diretrizes para a inclusão de novos blocos³⁰ no regime de Partilha de Produção, assim como blocos exploratórios além das 200 milhas náuticas³¹, ampliando a exploração de áreas em águas profundas (MME; MME). O CNPE também regulamentou a prorrogação da fase de produção dos contratos de partilha por até 27 anos, condicionada à viabilidade técnica e econômica e à vantagem para a União, aumentando a segurança jurídica de projetos de longo prazo³² (MME).

No campo da transição energética, foi aprovada a integração do Programa Mover ao RenovaBio, com critérios técnicos para que fabricantes e importadores de veículos possam cumprir requisitos de descarbonização ao longo do ciclo de vida da matriz energética veicular (MME).

Por sua vez, o segmento de gás natural também registrou avanços concretos no semestre para além dos recordes de produção. A ANP aprovou a Resolução nº 991/2026, que regulamenta os critérios para cálculo das tarifas de transporte e o processo de aprovação de propostas tarifárias dos operadores, alinhando-os às diretrizes da Nova Lei do Gás e da política energética vigente, com foco em proporcionar um ambiente de negócios mais competitivo no setor. Também foram definidos a metodologia e os critérios para estabelecer a taxa de retorno das transportadoras de gasodutos para o ciclo regulatório 2026–2030, assegurando uma remuneração adequada sobre o capital investido, conforme a base regulatória de ativos, em um processo que envolverá consulta pública e etapas sequenciais de valoração e fixação da receita máxima permitida para o período (ANP; ANP).

A Agência também aprovou a minuta de autorização regulatória para o primeiro projeto de estocagem subterrânea de gás natural no Brasil, localizado no campo de Pilar (AL), da empresa Origem. O projeto prevê quatro poços, originalmente de produção, com capacidade útil de 50,6 MM m³, sendo uma atividade pioneira e importante para o setor (ANP).

²⁹ Foram definidos índices mínimos de conteúdo local para embarcações de apoio marítimo (MME) e navios-tanque acima de 15 mil toneladas, com parâmetros diferenciados para embarcações inovadoras, fortalecendo a indústria naval nacional (MME).

³⁰ Calcita, Dolomita e Azurita (MME).

³¹ A medida foi feita em conformidade com o Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira (Leplac) e com o direito internacional, reforçando a segurança jurídica e a soberania nacional sobre recursos energéticos situados fora da Zona Econômica Exclusiva tradicional, e fortalecendo o ambiente regulatório para investimentos no setor de petróleo e gás no Brasil (MME).

³² Foi autorizado o leilão dos Acordos de Individualização da Produção (AIPs) das jazidas de Mero, Atapu e Tupi, visando a aprimorar a governança e a eficiência na gestão dos ativos do pré-sal (MME).

No contexto da segurança do sistema energético, o MME definiu, em dezembro, as diretrizes para os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2026, prevendo a realização de dois certames: um voltado à contratação de usinas termelétricas a gás natural, carvão mineral e hidrelétricas, e outro destinado a usinas termelétricas a óleo combustível e biodiesel, reforçando o papel das fontes térmicas na confiabilidade do sistema elétrico nacional ([MME](#)).

Na expansão da infraestrutura de distribuição de gás, destacou-se, em novembro, a inauguração de 110 km da linha-tronco do Gasoduto Centro-Oeste, da Gasmig, entre Betim e Divinópolis (MG). O empreendimento integra um projeto mais amplo de 300 km de extensão, com investimento estimado em R\$ 800 milhões, voltado à interiorização do gás natural e à ampliação do mercado consumidor no estado ([Agência Minas](#)).

No âmbito do suprimento, a Petrobras realizou, em dezembro, a primeira importação de gás natural proveniente da Argentina, produzido pelas empresas POSA e Pluspetrol em Vaca Muerta, na Bacia de Neuquén. O gás foi transportado por gasodutos da Argentina até a Bolívia e, posteriormente, ao Brasil, como alternativa à redução das importações bolivianas via Gasbol. O contrato prevê volumes de até 2,0 MMm³/d, na modalidade interruptível, ampliando a flexibilidade da oferta nacional ([Petrobras](#)), e a integração da América Latina.

Relativo à precificação de gás natural, a Petrobras anunciou nova atualização nos preços de venda às distribuidoras, com redução média de 1,7% a partir de novembro de 2025, conforme os mecanismos contratuais de revisão trimestral atrelados às variações do petróleo Brent e da taxa de câmbio. O ajuste deu sequência a uma redução mais expressiva, de aproximadamente 14%, aplicada em agosto, reforçando a trajetória de queda dos preços ao longo do ano³³ ([Petrobras](#); [Petrobras](#)).

Os segmentos de *midstream* e *downstream* tiveram avanços em infraestrutura de gás natural, refino, geração térmica e integração logística, beneficiando a segurança energética e o abastecimento nacional. Em julho, entrou em operação a Usina Termelétrica GNA II, no Porto do Açú (RJ), com capacidade instalada de 1,7 GW, representando cerca de 10% da geração elétrica a gás natural da matriz brasileira e com potencial de atendimento a aproximadamente 8 milhões de residências ([Governo Federal](#)). O início da operação de ativos estratégicos de escoamento e processamento, como o Gasoduto Rota 3 e a UPGN do Complexo Boaventura, ampliou a capacidade de integração do gás nacional à malha interligada de gasodutos, permitindo que maiores volumes chegassem ao mercado consumidor. Como resultado, o aproveitamento de gás natural atingiu 96,9%³⁴ em novembro³⁵ ([ANP](#)).

³³ Desde dezembro de 2022, o preço médio da molécula de gás natural acumula redução superior a 30%, segundo a companhia ([Petrobras](#)).

³⁴ Foram disponibilizados ao mercado 61,87 milhões de m³/d e a queima foi de 5,71 milhões de m³/d. Houve aumento de 5,0% na queima, em relação ao mês anterior, e redução de 8,1% na comparação com novembro de 2024 ([ANP](#)).

³⁵ O gás natural disponibilizado no Brasil passou de 51 MMm³/d em dezembro de 2024 para 65 MMm³/d em dezembro de 2025 ([ANP](#); [ANP](#)).

No segmento de refino, as obras de expansão do segundo conjunto de unidades (Trem 2) da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) tiveram início em dezembro. O projeto envolve investimento de aproximadamente R\$ 12 bilhões e adicionará 130 mil bpd de capacidade de processamento, elevando a capacidade total da refinaria para 260 mil bpd³⁶, com entrada em operação prevista para 2029 ([Petrobras](#)).

No quesito fiscalização, a ANP intensificou ações de monitoramento do mercado de combustíveis. Destaque para as operações “Cadeia de Carbono” e “Carbono Oculto”³⁷, voltadas a combater irregularidades operacionais, fiscais e de segurança no transporte de combustíveis³⁸, com apoio da Receita Federal ([ANP](#)).

O mercado de derivados no Brasil refletiu o aumento da produção e da demanda interna. A demanda de combustíveis líquidos em 2025 fechou o ano com aumento de 4,3 bilhões de litros (+2,7%) ([EPE](#)). Apesar do aumento da demanda de biodiesel, que cresce 11,1%, a demanda de diesel A cresce quase 1,2 bilhão de litros em relação a 2024. A demanda de gasolina A também cresce 1,1 bilhão de litros comparativamente ao ano anterior. O automóvel permanece como o principal meio de deslocamento ao trabalho no País (32,3%)³⁹, explicando essa persistência da demanda ([IBGE](#)). Também foi observado que 8,6 milhões de pessoas saíram da linha da pobreza no País, entre 2023 e 2024 ([IBGE](#)), movimento que tende a aumentar o consumo, a renda e a mobilidade, podendo aumentar ainda mais a demanda de gasolina, diesel, QAV⁴⁰ e GLP ([EPE](#)).

No plano das políticas públicas, o Governo Federal lançou o programa Gás do Povo, voltado ao fornecimento gratuito de botijões de GLP (13 kg) a 15,5 milhões de famílias, com o objetivo de combater a pobreza energética, aliviar o orçamento das famílias de baixa renda, reduzir o uso de combustíveis domésticos como lenha e álcool⁴¹ ([MME](#)) e aumentar a demanda de GLP ([EPE](#)).

O comércio externo brasileiro também bateu todos os recordes em 2025, conforme Gráficos 5 e 6. Destaque para a importação de combustíveis e fertilizantes, e para a exportação de minérios, combustíveis/petróleo e grãos. A movimentação portuária brasileira é dominada pelos combustíveis fósseis, particularmente a exportação de petróleo, com peso cada vez

³⁶ A refinaria poderá atender a 17% da demanda nacional de diesel, com potencial de incrementar a produção de diesel S-10, gasolina, GLP e nafta e reduzir a necessidade de importações desses derivados ([Petrobras](#)).

³⁷ A ação faz parte de fiscalização que coletou mais de 100 amostras de produtos como nafta, condensado, gasolina e diesel para verificação de conformidade ([ANP](#)).

³⁸ A ANP exigiu que fossem esclarecidas inconsistências operacionais, contábeis e de segurança, incluindo descumprimento de medidas cautelares, uso de tanques não autorizados, e importação irregular de gasolina ([ANP](#); [Valor](#)).

³⁹ Outros modos incluíram: ônibus (21,4%), locomoção a pé (17,8%) e motocicleta (16,4%) ([IBGE](#)).

⁴⁰ Houve ajustes nos preços do querosene de aviação (QAV). Em dezembro, a Petrobras informou redução de 9,4% no preço médio de venda, equivalente a R\$ 0,34 por litro, com vigência a partir de janeiro de 2026. No acumulado desde dezembro de 2022, o QAV vendido às distribuidoras já registra queda de 35,2%, indicando alívio de custos para o setor aéreo após o ciclo de preços elevados observado nos anos anteriores ([Eixos](#)).

⁴¹ Em novembro, cerca de 5 mil revendedores de botijões já haviam se cadastrado no programa ([Eixos](#)).

maior na balança, e a importação de derivados de petróleo, gasolina, diesel QAV e GLP. Para além disso, a movimentação portuária do restante das mercadorias também afeta o setor de óleo e gás. Devido ao tamanho continental brasileiro, e à matriz de transportes majoritariamente rodoviária, a movimentação dessas mercadorias no Brasil impacta diretamente a demanda de combustíveis fósseis, particularmente o diesel ([EPE](#)).

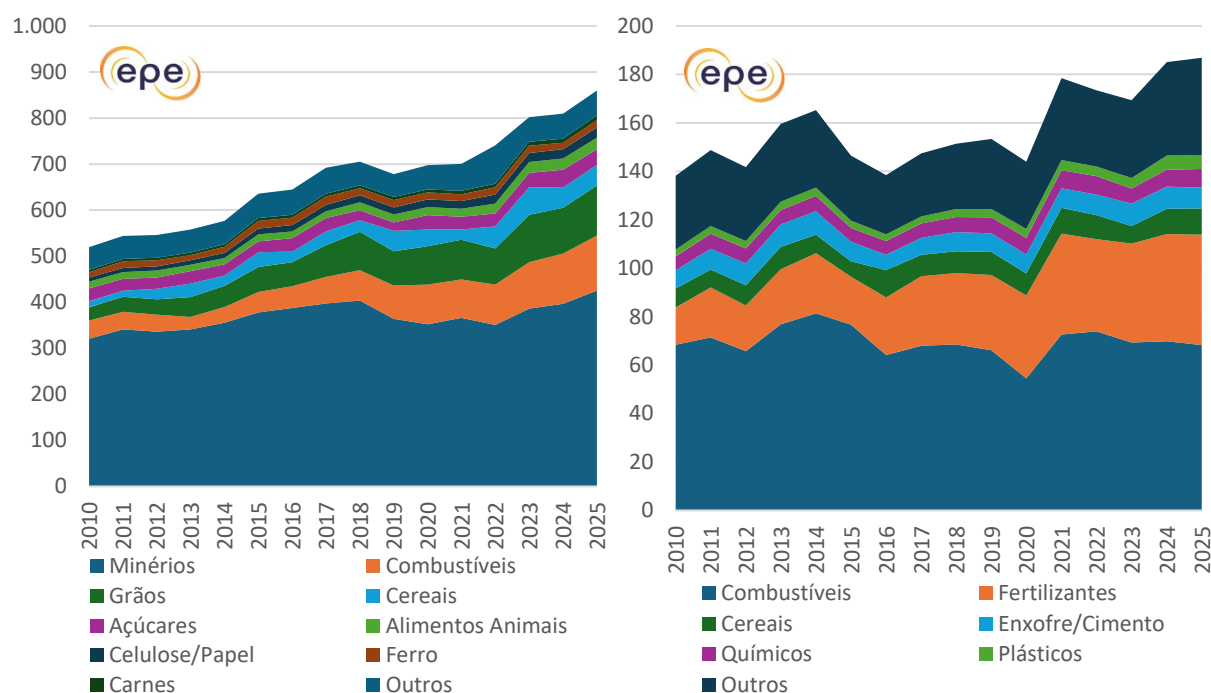


Gráfico 5 – Exportações | Gráfico 6 – Importações (milhões toneladas)

Fonte: [MDIC](#).

Cumprir destacar o aumento das exportações de petróleo, de 1,74 milhão b/d em 2024 para 1,92 milhão b/d em 2025 ([ANP](#)), colocando o Brasil entre os maiores exportadores de petróleo no mundo⁴².

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 indica a redução gradual da dependência externa de derivados de petróleo ao longo da próxima década. O Brasil deve ampliar sua condição de exportador líquido⁴³ de petróleo, com 2,7 milhões b/d em 2035 destinados ao mercado externo, e a capacidade nacional de refino deve crescer 10% entre 2025 e 2035⁴⁴ ([MME](#); [EPE](#)).

⁴² O mundo exportou 43 milhões b/d em 2024. A Arábia Saudita, maior exportador, exportou 6,4 milhões b/d ([EI](#)).

⁴³ Apesar de continuar importador líquido de derivados ao longo do horizonte analisado, o País deve reduzir sua dependência externa em nafta (de 59 % para 29 %) e QAV (de 18 % para 4 %) ([MME](#)).

⁴⁴ Há investimentos previstos em projetos como o 2º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e o Complexo de Energias Boaventura, além de ampliações de unidades de destilação e hidrotratamento de diesel ([MME](#)).

Outro desenvolvimento recente que pode impactar o comércio internacional de energia é a produção nacional de fertilizantes. A produção agrícola brasileira está em expansão e deve seguir crescendo ([MAPA](#)). Isso aumentaria as importações de fertilizantes, intensivos em gás natural. No entanto, avançaram as iniciativas voltadas à produção nacional de fertilizantes. A Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia (Fafen-BA), em Camaçari, entrou em processo de reiniciar sua operação, com foco na produção de ureia e amônia. A unidade se prepara para retomar a produção em 2026, apoiada pela formalização de contrato entre Petrobras e Bahiagás para a movimentação de 1,2 MMm³/d de gás natural via gasodutos ([Petrobras](#)).

Também no segundo semestre de 2026, o Brasil foi país sede da realização, em novembro, da 30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 30), em Belém/PA⁴⁵. A COP 30 adotou uma série de medidas para acelerar a implementação e a cooperação internacional na mitigação das mudanças climáticas, tais como: o lançamento de um programa de trabalho sobre financiamento climático, com foco na previsão de recursos públicos de países desenvolvidos para países em desenvolvimento; a triplicação do financiamento para adaptação e o reconhecimento da importância da atuação das cidades e dos estados nas ações ([COP 30 Brasil](#)).

Houve avanço de iniciativas nacionais de descarbonização dos transportes e de fontes renováveis. No segmento de mobilidade, destacou-se, em setembro, o início da produção do primeiro SUV 100% elétrico da GM montado no Brasil, no estado do Ceará, como parte de um pacote de investimentos de R\$ 7 bilhões associado aos incentivos do programa federal Mobilidade Verde e Inovação (Mover), incentivando a competitividade de veículos eletrificados e a indústria local ([Eixos](#)). Em projeções futuras, cenários do PDE 2035 indicam a expansão da eletrificação da frota, com projeção de que 23% dos licenciamentos de veículos leves sejam de modelos eletrificados até 2035, além de maior presença de ônibus elétricos em áreas urbanas ([EPE](#)).

Sobre combustíveis renováveis, a ANP autorizou, em outubro, testes com diesel contendo 30% de biodiesel (B30) em frotas da Mercedes-Benz, com combustível fornecido pela Raízen ([Eixos](#)). De forma similar, no âmbito marítimo, a Petrobras passou a fornecer *bunker* com conteúdo renovável (B24) para navios da Transpetro, visando a reduzir a intensidade de carbono das operações ([Petrobras](#)). Em dezembro, a Petrobras também anunciou o lançamento de combustível sustentável de aviação (SAF) produzido 100% no Brasil⁴⁶, a partir de resíduos orgânicos, como óleos de milho ou de soja, em conformidade com padrões internacionais de segurança e desempenho, ampliando as opções de descarbonização no transporte aéreo ([Petrobras](#)).

⁴⁵ O Brasil anunciou, por iniciativa própria, processos para elaboração de dois Mapas do Caminho: um para a Transição dos Combustíveis Fósseis de maneira justa, ordenada e equitativa e outro para interromper e reverter o desmatamento ([COP 30](#)).

⁴⁶ A produção local fortalece a cadeia de biocombustíveis no Brasil, estimula o desenvolvimento tecnológico e pode gerar oportunidades de mercado e competitividade para produtores nacionais ([Petrobras](#)).

Também houve licitação lançada pela Transpetro, em novembro, para contratação de navios de transporte de petróleo e derivados ao longo da costa brasileira, como parte da estratégia de ampliação da frota própria, reduzindo dependências de afretamentos e fortalecendo a logística marítima nacional, e estimulando a descarbonização do transporte marítimo. As embarcações poderão ser abastecidas com biocombustíveis como o etanol, e estarão aptas para atuar em portos eletrificados ([Transpetro](#)).

No segundo semestre de 2025, o setor brasileiro de petróleo e gás teve um desempenho robusto, sustentado por recordes de produção, avanço de projetos e fortalecimento do ambiente regulatório. A expansão do *upstream* foi acompanhada por novos investimentos, processos licitatórios bem-sucedidos e maior previsibilidade institucional, reforçando a atratividade do setor e a posição do Brasil como produtor relevante, favorecendo as exportações e os resultados positivos no comércio exterior. Em paralelo, avanços em infraestrutura de gás natural, refino e logística contribuíram para maior eficiência operacional e segurança do abastecimento. Ademais, iniciativas de transição energética avançaram no contexto da COP de Belém, com destaque para o aumento da oferta de biocombustíveis, gás natural e fontes renováveis, e também pela eletrificação de veículos. Nesse contexto, o setor de óleo e gás manteve papel central para a segurança energética e o desenvolvimento econômico, ao mesmo tempo em que continua a integrar, de maneira crescente, os investimentos associados à transição da matriz energética brasileira.

