



Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás

Número 18 · Janeiro - Junho de 2025

Setembro 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

(composição dos cargos em 31 de agosto de 2025)



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretária de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Gustavo Cerqueira Ataíde

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

Claudia Maria Chagas Bonelli

Filipe Soares da Cruz

Lucas dos Santos Rodrigues Morais

Nathalia Alves Anes Rodrigues

Vinícius Folly Barbosa

AVISOS

Esta publicação possui caráter informativo, com análises sobre os principais eventos e acontecimentos da indústria do 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 dessas informações.

**VALOR
PÚBLICO**

A EPE traz transparência e reduz a assimetria de informação por meio da apresentação de dados e fatos que podem auxiliar na tomada de decisão de agentes, apresentando registros de conjunturas internacional e nacional do setor de petróleo e gás natural, assim como oportunidades de investimentos em um contexto de transição energética.

**CONTROLE
DE VERSÃO**

Versão	Data	Descrição
v1	04/09/2025	Publicação.

CONJUNTURA INTERNACIONAL

O primeiro semestre de 2025 foi marcado por turbulências, incertezas e especulações. A aplicação de tarifas internacionais, conflitos armados na Europa e no Oriente Médio, e a influência da Opec+ sobre a produção global de petróleo são alguns dos fatores que fizeram o período mais imprevisível, se comparado aos últimos cinco anos, no âmbito do mercado global de óleo e gás.

O mês de janeiro registrou preços de petróleo acima de US\$ 80/b, sob influência das sanções mais rigorosas dos EUA ao Irã e à Rússia, e das temperaturas baixas do inverno no Hemisfério Norte. A produção mundial estava em 102,7 milhões b/d, quase 2 milhões maior que a de janeiro de 2024 (com grande contribuição das Américas). Os patamares de preços começaram a cair em fevereiro (Figura 1), devido ao contexto comercial, em que tensões tarifárias interferiram nas expectativas de crescimento da demanda por petróleo. Somado a isso, a Opec+ começou a diminuir os cortes voluntários, aumentando gradativamente sua produção ([IEA](#); [IEA](#)).

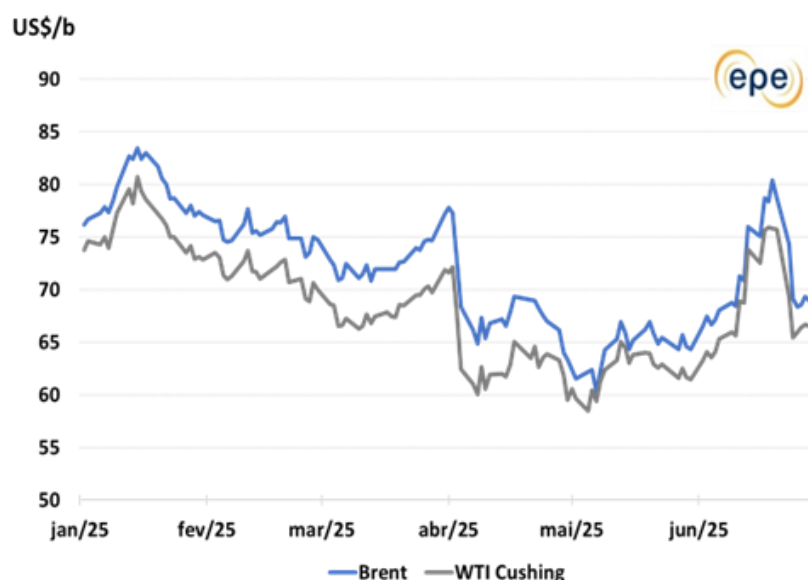


Figura 1. Preços internacionais do petróleo (EIA).

Esses fatores se intensificaram até abril¹, e aceleraram a desvalorização de petróleos como o Brent, que foi comercializado abaixo de US\$ 60/b, seu menor valor nos últimos quatro anos ([Reuters](#)). Até o começo de junho, os preços apresentaram certa estabilidade devido ao comunicado de adiamento de 90 dias para o início de tarifas entre os EUA e a China, mas a escalada de conflitos no Oriente Médio² levou à maior volatilidade nos preços internacionais, tendo o Brent alcançado o nível de US\$ 80/b. Após o anúncio do acordo de cessar-fogo, o preço do Brent caiu novamente para US\$ 67/b, também influenciado pela expectativa de aumento da produção por parte da Opep+ ([IEA](#); [Reuters](#)).

Os estoques globais de petróleo flutuaram no semestre: em janeiro, a queda foi de 40 milhões de barris, sendo grande parte das reservas da China; entretanto, de fevereiro a abril, o volume aumentou, alcançando 7,7 bilhões de barris no começo de maio, porém ainda 90 milhões abaixo do período correspondente em 2024, e consideravelmente abaixo da média dos últimos cinco anos (220 milhões de barris a menos). No entanto, a produção global de petróleo aumentou constantemente, alcançando 105 milhões b/d (1,8 milhão a mais que em maio do ano anterior) ([IEA](#)).

Em comparação com dezembro de 2024, os índices internacionais de preços de gás natural TTF, NBP e JKM iniciaram o ano em queda (Figura 2). O impacto do fim do acordo de trânsito do gás russo via Ucrânia foi limitado, uma vez que os estoques europeus permaneciam em níveis elevados e o inverno foi relativamente ameno, reduzindo a pressão sobre a demanda. Nos EUA, o Henry Hub também recuou com o fim da demanda de pico do inverno, refletindo o bom nível dos reservatórios. Ainda assim, o índice registrou um primeiro pico durante uma onda de frio no início do ano, que elevou a demanda por aquecimento ([IEA](#), [Texas Standard](#)).

¹ A difusão de tarifas adicionais a serem implementadas a outros países pelos EUA aumentaram a preocupação com recessão econômica. Além disso, a Opep+ reduziu os cortes de produção mais rapidamente do que o esperado, contribuindo para a diminuição dos preços de referência de petróleo ([IEA](#)).

² Os embates bélicos entre Israel e Irã duraram doze dias, em junho, culminando com o bombardeamento de instalações nucleares iranianas pelos EUA ([IEA](#)).

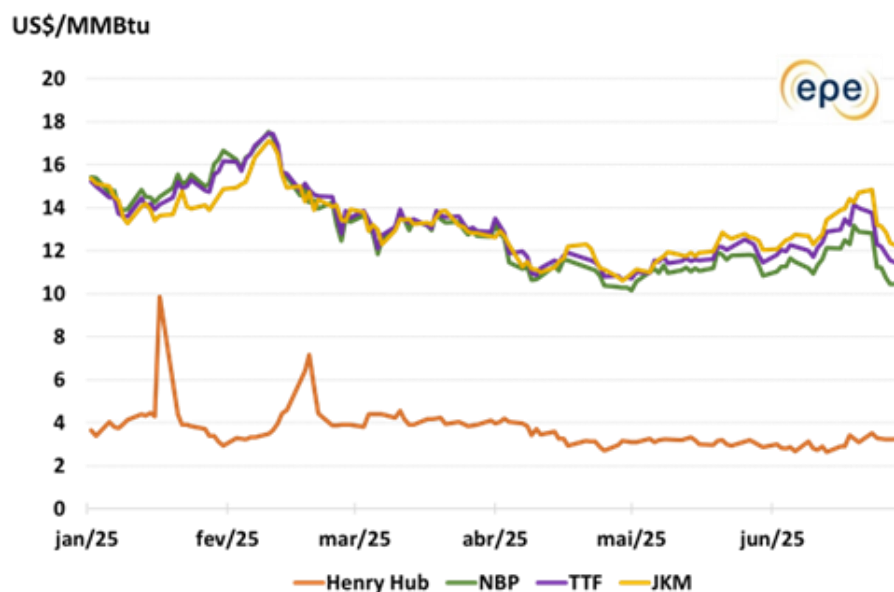


Figura 2. Preços internacionais de gás natural ([EIA](#); [ICE](#); [S&P Global](#); [S&P Global](#)).

Entre abril e maio, um segundo pico foi observado, desta vez associado a uma onda de calor no sul dos EUA, que aumentou o consumo de eletricidade ([Natural Gas Intelligence](#)).

Em junho, TTF, NBP e JKM apresentaram alta simultânea diante do agravamento das tensões entre Irã e Israel, que elevaram a percepção de risco sobre eventuais interrupções nas exportações de gás natural do Catar via Estreito de Ormuz ([Reuters](#)).

No âmbito de rodadas de licitações (*bid rounds*), alguns países tiveram maior destaque nos últimos meses, buscando aumentar suas capacidades de produção de óleo e gás. Na África, a Líbia iniciou sua rodada de licitações com 22 blocos ofertados (11 *onshore* e 11 *offshore*), com bacias de óleo e gás de forte potencial, e mais de 40 proponentes interessados ([LNOC](#); [World Oil](#)). Na Argélia, a ALNAFT³ anunciou os resultados preliminares da rodada de licitações de 2024 (a primeira em dez anos no país), com o retorno de contratos de partilha de produção, e flexibilização contratual para atrair investidores estrangeiros. Ao todo, seis blocos *onshore* de exploração de gás foram ofertados, sendo cinco arrematados, com um potencial médio total de 20 bilhões m³/ano ([ALNAFT](#); [ALNAFT](#); [LexAfrica](#)).

No continente americano, Trindade e Tobago iniciou sua rodada de licitações de 2025, oferecendo 26 blocos *offshore* de exploração, com uma área total de mais de 29 mil km². O país tem o objetivo de utilizar seu potencial nas áreas menos exploradas para atrair investimentos e revitalizar seu setor *upstream*, mostrando-se como uma opção para empresas de energia em busca de oportunidades⁴, apesar da perspectiva de desaceleração global de atividades de exploração ([Ministry of Energy and Energy Industries](#); [S&P Global](#)).

³ Agência Nacional de Valorização de Recursos de Hidrocarbonetos da Argélia.

⁴ A BP aprovou o desenvolvimento de um novo projeto de gás no país, denominado Ginger. A expectativa é que a produção se inicie em 2027, com capacidade estimada de 62 mil boe/d ([Reuters](#)).

Na Ásia, a Indonésia busca aumentar sua produção de óleo e gás, e reverter um longo declínio⁵ desse setor, contribuindo para sua segurança energética⁶. O plano de revitalização consiste na oferta de 60 blocos de exploração nos próximos dois anos, alinhado aos interesses de empresas como Chevron, Shell e TotalEnergies, que desejam retornar ao setor *upstream* do país ([Reuters](#); [S&P Global](#)).

Apesar do contexto de transição energética, *majors* como Shell, BP e Equinor anunciaram que retomarão o foco em petróleo e combustíveis fósseis, com menor ênfase nas metas de emissões estabelecidas no decorrer dos últimos anos ([Reuters](#); [Rigzone](#)). Essa tendência tem sido acompanhada por outras empresas⁷, que buscam capturar maior valor no mercado de óleo e gás⁸. A Chevron, por exemplo, iniciou a produção no campo Ballymore, com capacidade de atingir até 75 mil boe/d de petróleo e gás natural, no Golfo do México, no qual detém 60% de participação⁹ ([S&P Global](#)). A TotalEnergies¹⁰ pretende expandir sua produção de óleo na Líbia¹¹ e na Namíbia¹², além de adquirir 25% do bloco 53 no Suriname, vizinho a uma área já operada por ela, com estimativas de 700 milhões de barris de recursos recuperáveis ([Reuters](#)).

Na Europa, a italiana Saipem e a norueguesa Subsea7 anunciaram a fusão e criação da Saipem7, que deverá operar a maior frota de embarcações de construção *offshore* do setor ([Reuters](#)). A norueguesa OKEA anunciou a descoberta de petróleo no prospecto Prince, no Mar do Norte¹³ ([Reuters](#)). A BP, por sua vez, firmou um acordo com o governo do Iraque para reconstruir e expandir quatro campos¹⁴ de petróleo e gás natural, no país ([Reuters](#)).

A estatal chinesa Sinopec firmou uma *joint venture* de US\$ 3,95 bilhões com a unidade Aramco Asia Singapore Pte. (AAS) da Saudi Aramco. A nova empresa atuará em operações portuárias, transporte de petróleo bruto e serviços associados no complexo petroquímico de Gulei, no sul da China ([Reuters](#)).

A implementação de tarifas pelos EUA impactou os fluxos comerciais globais. As consequências dessa política geraram efeitos sobre o setor de óleo e gás, apesar de as

⁵ O pico de produção de petróleo do país foi em 1995, com 1,6 milhão b/d, que diminuiu ao longo dos anos até chegar a 579 mil b/d em 2024 ([S&P Global](#)).

⁶ Uma consequência desse declínio foi a maior importação de gasolina no país, com recorde em dezembro de 2024 (475 mil b/d), comprando principalmente da Malásia e de Singapura ([Argus](#)).

⁷ Na Guiana, a ExxonMobil anunciou planos para expandir a produção de gás natural, com previsão de entrada em operação da FPSO Longtail até 2029, com capacidade de até 34 milhões de m³/d ([WO](#)).

⁸ Na Malásia, a ConocoPhillips assumirá como operadora única de um campo de petróleo e gás, anteriormente operado em parceria com a Shell e a Petronas ([PETRONAS](#)).

⁹ A empresa também liderou a expansão do maior campo petrolífero do Cazaquistão, o que levou o país a atingir um recorde diário de produção em janeiro (2 milhões b/d) ([Reuters](#)).

¹⁰ A empresa reportou um aumento de 4% na produção *upstream*, sendo esse um ativo mais resiliente em meio a um ambiente macroeconômico frágil, e tendo o apoio de diversificação do portfólio em GNL e fontes renováveis ([Reuters](#)).

¹¹ O objetivo é aumentar a produção nos campos de Waha e Sharara, e intensificar a exploração na Bacia de Murzuq ([WO](#)).

¹² A empresa está em fase de perfurações exploratórias no país, e realizando estimativas de poços em potencial ([TotalEnergies](#)).

¹³ As estimativas preliminares indicam um volume recuperável entre 1,9 milhão e 17,5 milhões de barris equivalentes de petróleo (boe) ([Reuters](#)).

¹⁴ Os projetos envolvem perfuração e melhorias de infraestrutura, com o objetivo de elevar a capacidade de produção dos atuais 150 mil b/d para, pelo menos, 450 mil b/d ([Reuters](#)).

commodities de energia terem sido poupadas de tarifas diretas¹⁵ ([S&P Global](#); [White House](#)). Em abril, os EUA anunciaram tarifas de importação de 10% sobre a maioria dos bens, mas petróleo, gás natural e derivados ficaram isentos ([S&P Global](#)). A imposição de novas tarifas em 2 de abril de 2025 precipitou uma queda imediata de 6,1% nos preços do petróleo Brent no dia subsequente. Esse movimento de baixa foi intensificado por um anúncio surpresa da Opep+, também em 3 de abril, que comunicou um incremento adicional na produção, refletindo em agravamento das expectativas comerciais globais ([EIA](#); [Reuters](#)). Ainda assim, as restrições comerciais mais amplas provocaram preocupações nos mercados financeiros e no cenário macroeconômico. A previsão de crescimento da demanda global por petróleo em 2025 foi reduzida em 29%, de 1,03 milhão para 730 mil b/d, atingindo o menor ritmo dos últimos cinco anos, devido ao agravamento das tensões comerciais, e à expectativa de recessão ([IEA](#); [Reuters](#)).

As tarifas afetaram particularmente os compradores indianos de petróleo russo. Houve volatilidade nos preços de importação para a Índia¹⁶, com diferenciais negativos persistentes para o petróleo Urals, em relação ao Brent e ao WTI, refletindo os descontos aplicados para compensar os custos adicionais por conta das medidas restritivas ([Kpler](#)).

Os EUA também têm sido afetados pelas novas tarifas. É esperado que a incerteza econômica leve produtores de óleo e gás americanos a restringirem seus orçamentos de capital, reduzindo investimentos em atividades de *upstream* ([S&P Global](#)). Em abril, o setor aéreo do país registrou uma queda de 15% na quantidade de passageiros ([Argus](#); [Reuters](#)), e a indústria de folhelho¹⁷ diminuiu sua produção por causa dos menores preços internacionais de petróleo ([Reuters](#)).

Em dezembro de 2024, o refino mundial teve seu maior valor em cinco anos, com 84,3 milhões b/d processados. Esse valor diminuiu levemente para 82,8 milhões em fevereiro, mas é esperado que se mantenha estável em 2025 ([IEA](#)). As margens de refino, por sua vez, oscilaram mais intensamente devido às variações de preços internacionais de petróleo. Em abril, com a desvalorização do barril de Brent, as margens atingiram os maiores valores dos 12 meses anteriores, para diferentes regiões e tipos de petróleo ([IEA](#)).

No primeiro semestre de 2025, houve diminuição do ritmo de crescimento da demanda global de gás natural. Os mercados da região Ásia-Pacífico lideraram esse crescimento, especialmente a China¹⁸ ([IEA](#); [LNG Prime](#)). A demanda de gás do país aumentou, ao mesmo tempo em que suas importações de GNL caíram para 20 milhões de toneladas métricas, de janeiro a abril, em comparação a 29 milhões de toneladas no mesmo período de 2024. Isso foi atribuído a vários fatores, como o aumento da produção interna de gás natural, a expansão do fornecimento via gasodutos, e a tarifa de 15% sobre o GNL importado dos EUA. Além disso, a

¹⁵ O setor siderúrgico americano, por exemplo, foi diretamente afetado pelas novas taxas, aumentando os custos operacionais de produção de óleo e gás ([Reuters](#)).

¹⁶ As importações indianas de petróleo russo mantiveram-se próximas a 1,4 milhão b/d, com redistribuição entre operadores estatais e privados. O mercado demonstrou capacidade de adaptação por meio de ajustes nos mecanismos de precificação e nas rotas comerciais ([Kpler](#)).

¹⁷ A previsão de crescimento da produção anual do setor, nos EUA, caiu em 25%, de 400 mil para 300 mil b/d ([Reuters](#)).

¹⁸ O país possui papel de equilíbrio no mercado mundial de gás natural, ajustando suas importações de GNL com base nos preços e na disponibilidade ([IEA](#)).

atividade mais lenta da indústria e o inverno ameno desaceleraram o crescimento da demanda ([Reuters](#); [Reuters](#)).

Em relação à oferta de gás natural, a América do Norte destacou-se como um fornecedor importante. Os EUA continuam sendo o maior exportador de GNL, com uma estimativa de crescimento de 19% em 2025, equivalendo a um aumento de 17 milhões de toneladas por ano (MTPA) em relação a 2024¹⁹ ([EIA](#)). No Canadá, o projeto LNG Canada (14 MTPA) avançou para a fase de comissionamento, com a primeira exportação prevista para o final do ano ([Shell](#)). O México também tem exportado GNL a partir de seu terminal Fast LNG em Altamira, com capacidade de 2,8 MTPA ([New Fortress Energy](#)).

Na América Latina, o foco tem sido em projetos voltados à exportação de gás. O projeto de gás natural Sirius da Colômbia avançou de fase, consolidando sua posição como uma estrutura da futura segurança energética do país. Um teste de formação no poço Sirius-2 confirmou sua boa produtividade, reforçando o planejamento da parceria entre a Petrobras (operadora com 44,44%) e a Ecopetrol (55,56%) ([Offshore Technology](#)). A Argentina busca monetizar suas vastas reservas de gás de folhelho na formação de Vaca Muerta. A estatal YPF, em parceria com a Petronas, avançou nos estudos para o desenvolvimento de um projeto de GNL em larga escala.

Em relação a novas fontes de gás na África, Senegal e Mauritânia iniciaram a produção e realizaram o primeiro carregamento de GNL do projeto flutuante Greater Tortue Ahmeyim (GTA), operado pela BP. O projeto marca a estreia dos dois países como exportadores, e estabelece a costa oeste africana como nova região produtora de gás ([Policy Center for the New South](#)).

Na Europa, o fim do acordo de trânsito do gás russo pela Ucrânia, em dezembro de 2024, gerou preocupações sobre o abastecimento. No entanto, níveis de armazenamento historicamente altos e um inverno ameno amorteceram os efeitos dessa interrupção. Países que dependiam dessa rota, como a Áustria, passaram a buscar contratos alternativos, como GNL e importação por gasodutos de outras fontes ([Reuters](#)).

No Oriente Médio, a segurança energética foi afetada principalmente pelo conflito entre Israel e Irã. Em junho, houve oscilações nos mercados após ataques israelenses a infraestruturas energéticas iranianas, incluindo uma plataforma no campo de South Pars²⁰, o maior campo de gás natural do mundo ([Hellenic Shipping News](#)). Em retaliação, o Irã atacou alvos energéticos em território israelense, danificando a refinaria de Haifa e paralisando mais de 60% da capacidade de produção de gás natural de Israel, incluindo os campos *offshore* Leviathan e Karish ([Argus Media](#); [Argus Media](#)).

¹⁹ Isso é consequência dos terminais Plaquemines LNG (Fase 1, com 13,3 MTPA) e Corpus Christi Stage 3 (1,5 MTPA), que alcançaram plena capacidade de operação ([EIA](#)).

²⁰ O Irã suspendeu parcialmente a produção na Fase 14 do campo, que possui capacidade de 57 MMm³/d de gás, 75 mil b/d de condensado, e volumes semelhantes de etano e GLP ([Hellenic Shipping News](#)).

O Estreito de Ormuz, outro ponto estratégico no âmbito geopolítico, esteve no foco do mercado internacional, diante de ameaças do Irã de bloqueá-lo em caso de novos ataques. O estreito²¹ localiza-se no Golfo Pérsico, e nele escoam cerca de 25% do petróleo mundial, o que inclui volumes da Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Catar e Iraque ([IEA](#); [Forbes](#)).

Esse novo contexto de instabilidade acelerou ataques já existentes no transporte marítimo. No Mar Vermelho, ataques promovidos pelos rebeldes Houthi forçaram o abandono da rota do Canal de Suez por todos os navios transportadores de GNL. Como alternativa, consolidou-se o desvio pelo Cabo da Boa Esperança, o que adicionou de 10 a 14 dias às viagens, além de elevar os custos de frete e seguros em até 40%, em algumas rotas ([Atlas Institute](#); [Discovery Alert](#)).

Apesar da intensificação das sanções americanas contra compradores de petróleo do Irã, o país manteve estável sua produção de 4,8 milhões b/d de petróleo bruto, condensados e LGN, com exportações totais de 2,6 milhões b/d. As exportações de petróleo bruto²² e condensado continuaram com média de 1,7 milhão b/d no ano, sendo a maior parte exportada para a China ([IEA](#)).

Na Rússia, as exportações de petróleo mostraram-se relativamente estáveis²³. Em dezembro, elas totalizaram 7,33 milhões b/d, com a queda nas cargas de petróleo bruto sendo compensada pelo aumento nos embarques de derivados, resultando em receita de US\$ 15,1 bilhões, apesar das sanções americanas²⁴ ([IEA](#)). Em abril, os preços médios do petróleo russo ficaram abaixo do teto de US\$ 60/b e, em maio, as exportações totais recuaram para 7,3 milhões b/d, com queda anual de 380 mil b/d. As receitas caíram para US\$ 12,6 bilhões, o menor valor mensal desde o início de 2021 ([IEA](#)).

No contexto da transição energética, o gás natural tem sido reafirmado como um combustível relevante para a segurança do abastecimento, ao mesmo tempo em que aumentam as exigências por reduzir suas emissões. A limitação do metano associado a esse combustível tornou-se uma prioridade global, levando à adoção de medidas para tornar o uso do gás mais compatível com metas ambientais. Nesse cenário, entraram em vigor regulamentações mais rígidas nos EUA, por meio da EPA²⁵, e foi implementada a estratégia da União Europeia, exigindo que operadoras utilizem tecnologias avançadas para detecção e reparo de vazamentos, além de sistemas de monitoramento com o objetivo de garantir padrões mais sustentáveis ([IEA Global Methane Tracker 2025](#)).

²¹ A região concentra grande parte da capacidade ociosa global, configurando um risco para a segurança energética ([IEA](#); [Forbes](#)).

²² O Irã também é um exportador relevante de derivados, com embarques de óleo combustível, GLP e nafta atingindo em média 800 mil b/d desde janeiro ([IEA](#)).

²³ Com o objetivo de diversificar suas rotas e mercados para fora do eixo ocidental, a Rússia assinou um memorando com Mianmar para a construção de um porto e uma refinaria no país asiático ([Reuters](#)).

²⁴ Em janeiro, os EUA anunciaram novas sanções com foco na redução das receitas do setor petrolífero russo ([IEA](#)). O terminal Arctic LNG 2, com capacidade planejada de 19,8 MTPA, teve restrições operacionais devido às sanções, que dificultaram o uso de navios especializados e afastaram potenciais compradores ([Bloomberg](#); [S&P Global](#)).

²⁵ Em inglês, Agência de Proteção Ambiental (Environmental Protection Agency).

Como resposta a esse cenário, a indústria acelerou investimentos em tecnologias de CCUS²⁶ e novas usinas a gás avançaram, especialmente na América do Norte e na Europa. Também foram aprovadas decisões finais de investimento (FID) para novas plantas de hidrogênio produzido a partir de gás natural com captura de carbono ([IEA CCUS Projects Database](#)). Por outro lado, a substituição do carvão pelo gás em países asiáticos teve avanço mais limitado. A volatilidade dos preços do GNL, somada aos riscos geopolíticos e à rápida redução dos custos das energias renováveis com armazenamento, reduziu o ritmo do *coal-to-gas switching*²⁷ em mercados como Índia e Sudeste Asiático. Nesses locais, o carvão nacional continuou sendo utilizado como principal fonte para assegurar o suprimento energético, ampliando os desafios para o gás natural na expansão da geração de eletricidade ([IEEFA](#); [EIA](#); [IEEFA](#)).

O primeiro semestre de 2025 evidenciou a complexidade do mercado global de óleo e gás, marcado por instabilidades geopolíticas, mudanças regulatórias e oscilações nos preços de petróleo e gás natural. As interações entre sanções, conflitos, variações de demanda e oferta criam um cenário dinâmico e de difícil previsão. Ao mesmo tempo, as movimentações de empresas e países mostram a constante necessidade de adaptação a riscos e oportunidades, destacando a importância dos hidrocarbonetos para a segurança energética mundial.

²⁶ Em inglês, Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (Carbon Capture, Utilization and Storage).

²⁷ Substituição do uso de carvão mineral por gás natural na geração de energia elétrica, geralmente com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e melhorar a eficiência dos sistemas termelétricos ([IEA](#)).

CONJUNTURA NACIONAL

Perspectivas econômicas favoráveis ([BCB](#)), os sucessivos recordes de ocupação formal, da massa de rendimento real dos trabalhadores, de redução das desigualdades sociais ([Agência GOV](#)) e da menor taxa de desocupação ([IBGE](#)), além do Novo PAC ([Casa Civil](#)), também têm contribuído para o aquecimento da economia. A economia brasileira registrou crescimento de 2,9% no 1º trimestre de 2025 em relação ao mesmo trimestre de 2024, e 1,4% em relação ao trimestre anterior. Este crescimento foi impulsionado especialmente pela agricultura, que cresceu 10,2% na comparação entre 1T25 e 1T24, seguido de investimentos (formação bruta de capital fixo – FBCF), que cresceu 9,1% na mesma comparação ([IBGE](#)). O crescimento econômico está relacionado ao papel da agricultura, que ajudou a impulsionar a demanda por óleo diesel, uma vez que a maioria dos grãos são escoados via frete rodoviário ([EPE](#)). A produção brasileira de grãos atingiu novo recorde na safra 2024/2025, com crescimento de 14,2% em relação à safra anterior, representando 42,2 milhões de toneladas a mais ([Conab](#)), aumentando a demanda por transporte. As expectativas acerca do PIB de 2025 apontam para um crescimento de 2,23%, com relação ao ano anterior ([BC](#)). O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) completou o mês de junho/2025 com variação acumulada em 12 meses de 5,35%.

No primeiro semestre de 2025, o setor de óleo e gás brasileiro registrou fatos relevantes em toda a cadeia produtiva. O segmento de *upstream* foi marcado por recordes de arrecadação em leilões conduzidos pela ANP e PPSA, produções recorde e a entrada em operação de importantes infraestruturas. No *midstream*, houve movimentações estratégicas envolvendo integração regional no transporte dutoviário e estocagem, enquanto no *downstream*, destacaram-se novos contratos de comercialização, atualizações nos preços de combustíveis e gás natural e recordes de processamento nas refinarias. Ademais, durante o período também foram registrados importantes investimentos, novos anúncios, além de disposições regulatórias e legais relevantes. Ressaltam-se medidas de fortalecimento do mercado de biocombustíveis e biometano no campo ambiental.

No *upstream*, foi observado um recorde de produção, registrado no mês de maio, com a extração de 3,7 milhões de b/d de óleo e de 172 milhões de m³/d de gás natural, representando crescimento de 1,3% e 2,6%, respectivamente, em relação ao mês de abril. O pré-sal foi responsável por 79,8% do total da produção nacional ([ANP](#)). Nesse sentido, a Petrobras iniciou, também em maio, a operação do FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero, com capacidade de extrair 180 mil b/d, elevando a capacidade extrativa do campo para 770 mil b/d

([Petrobras](#)). Ademais, no mesmo mês, entrou em operação o segundo módulo da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, permitindo que a planta atingisse sua capacidade máxima de 21 MMm3/d. Localizada em Itaboraí (RJ), a UPGN é uma relevante infraestrutura que faz parte do Projeto Integrado Rota 3, voltado ao escoamento e processamento de gás da Petrobras ([Petrobras](#)).

Leilões relevantes foram conduzidos no período. O 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão (OPC), realizado em meados do mês de junho, arrecadou o valor recorde de R\$ 989,3 milhões em bônus. Foram arrematados 34 blocos (de um total de 41) por nove empresas, distribuídos por 4 bacias (Parecis (terra); Foz do Amazonas, Santos e Pelotas (mar), com investimentos previstos em exploração de R\$ 1,46 bilhão. Ademais, a ANP deu início ao cronograma de realização do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha, com oferta de 13 blocos exploratórios, localizados nas bacias de Santos e Campos, e término previsto para maio de 2026 ([ANP](#); [ANP](#); [ANP](#)).

O 5º Leilão de Petróleo da União, realizado pela Pré-Sal Petróleo (PPSA), registrou a venda de 74,5 milhões de barris de petróleo e um recorde no potencial de arrecadação no valor de R\$ 28 bilhões, superando em R\$ 3 bilhões a previsão inicial. Os sete lotes ofertados corresponderam aos campos de Mero (4 lotes), Búzios, Sépia e Itapu. Para o próximo ano, há expectativa de realização do 1º Leilão de Gás da União, com o objetivo de ofertar a molécula a preços mais competitivos. A iniciativa será viabilizada por meio do programa Gás para Empregar, que propõe medidas para ampliar a oferta de gás natural, destravar investimentos e aperfeiçoar as regras de acesso às infraestruturas. Apesar dos avanços para viabilizar a comercialização do gás da União, ainda persistem entraves nas negociações das tarifas de acesso às instalações de escoamento e processamento ([PPSA](#); [PPSA](#); [MME](#)).

O primeiro semestre também registrou importantes atualizações de investimentos estratégicos e novos anúncios. O mercado de gás natural tem a entrada prevista de dois projetos que devem transformar a oferta nacional: o Projeto Raia, com operação da Equinor e o projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) operada pela Petrobras. Em relação ao primeiro, houve avanços significativos no período. A EPE concluiu a avaliação do projeto de infraestrutura no âmbito do novo decreto do Programa Gás para Empregar, recomendando sua aprovação ([EPE](#)). Além disso, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) autorizou o início da construção do gasoduto de escoamento e aprovou a recomendação técnica para a unificação dos campos de Raia Manta e Raia Pintada, o que implica em maiores pagamentos de participações governamentais ([Eixos](#); [ANP](#); [ANP](#)).

O setor também testemunhou uma importante decisão de investimento por parte do Consórcio Gato do Mato (Shell, Ecopetrol, TotalEnergies e PPSA), operada pela Shell, que anunciou a decisão final de investimento no campo Gato do Mato, localizado no pré-sal da Bacia de Santos. A previsão é que a produção se inicie em 2029, por meio de uma FPSO com capacidade de 120 mil b/d ([Shell](#)).

A PRIO, após passar por um processo de expansão nos anos recentes, com a aquisição dos campos de Wahoo e Peregrino, pretende dobrar a sua produção atual, de 100 mil b/d em 2024,

para 200 mil b/d em 2026 ([Reuters](#)). A companhia já possuía participação de 40% no campo de Peregrino, tendo adquirido o restante da Equinor por US\$ 3,5 bilhões em maio deste ano ([Eixos](#)).

Após a Petrobras ter perfurado seis poços exploratórios na área de Aram, no pré-sal da Bacia de Santos, houve confirmação de presença de hidrocarbonetos em dois poços. O bloco de Aram foi arrematado pela Petrobras em 2020, na 6ª rodada de licitação, sendo consorciado com a CNPC, que possui 20% de participação, e opera sob o regime de partilha de produção ([Petrobras](#); [Petrobras](#); [Petronoticias](#)).

Ademais, na Margem Equatorial, o processo de licenciamento ambiental da Petrobras junto ao Ibama está em fase final de Avaliação Pré-Operacional (APO). A companhia já posicionou um navio-sonda próximo ao bloco FZA-M-59 ([Petrobras](#); [Agência Infra](#)).

No *midstream*, um dos destaques recentes foi a realização de importação de gás natural da Argentina, entre 1 a 20 milhões de m³/dia em caráter interruptível. Pelo menos cinco comercializadoras (Matrix Energy, Edge, MGás, Gas Bridge e Tradener) já realizaram importações de menores volumes com o objetivo atestar a viabilidade da rota de integração entre Argentina e Brasil através da Bolívia, utilizando o GASBOL, a partir de autorização da ANP. O suprimento através do gás argentino reflete a busca por diversificação de fontes e maior integração energética regional. Apesar dessa movimentação, ainda há questões regulatórias na Argentina que impactam o custo do gás natural ([Eixos](#)).

Quanto aos projetos de estocagem, avanços seguem ocorrendo. Em março, a GBS Storage assinou um acordo com a GeoPark para adquirir 10% de participação no Campo de Manati, na Bahia. Com essa transação, o consórcio tem a Brava com 45%, Petrobras (operadora) com 35% e a GBS Storage com 20%. Com a aproximação do fim da vida útil da produção de gás do campo, a expectativa é transformar a estrutura e iniciar as operações comerciais de estocagem em 2027 ([Abegás](#)). Em paralelo, o projeto da Origem e da Transportadora Associada de Gás (TAG) também segue em andamento e na fase final de finalização do preparo das instalações e trâmites para obtenção da autorização da ANP ([Eixos](#)).

Quanto à comercialização, no mercado livre de gás natural, a Portobello e a Suzano fecharam acordo de fornecimento de gás com a Petrobras. Em maio, houve a formalização desses dois contratos que marcam a ampliação da presença de grandes indústrias no mercado livre. No caso da Portobello, referência no setor cerâmico, o acordo celebrou uma parceria inédita com a Petrobras para suprimento destinado à unidade industrial da empresa em Santa Catarina. A iniciativa representa um marco para o setor, sendo o primeiro contrato da Petrobras com uma indústria cerâmica nesse modelo de comercialização. Já a Suzano, o contrato foi firmado para fornecimento de gás natural para todas as cinco fábricas da empresa no estado de São Paulo ([Petrobras](#); [Petrobras](#)).

No semestre, um marco para o desenvolvimento de novos mercados foi o lançamento da primeira Chamada para Aquisição de biometano da Petrobras. A iniciativa visa a descarbonização das suas operações, aumento do seu portfólio de ofertas e a identificação das condições comerciais oferecidas pelo mercado em resposta às diretrizes de

descarbonização estabelecidas pela Lei nº 14.993/2024, a Lei do Combustível do Futuro ([Petrobras](#)). Ademais, a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) lançou o Projeto Conceitual Avançado de Engenharia do *Hub* de Biometano e submeteu o Contrato de Conexão à aprovação da ANP. O *hub* de biometano da TBG é visto como estratégico, já que ao longo do traçado do GASBOL existem regiões com forte potencial de produção de biometano. Dessa forma, o projeto visa integrar esses produtores de forma eficiente à malha de transporte ([TBG](#); [PetroNotícias](#)).

No *downstream*, de janeiro a junho de 2025, o processamento de petróleo nas refinarias nacionais alcançou 1,9 milhão b/d, sendo 1,0% inferior ao registrado no mesmo período em 2024. Já a produção de derivados nas refinarias chegou a 2,1 milhões b/d, um valor 0,4% inferior ao produzido no mesmo período de 2024. Dentre os principais produtos, estão óleo diesel A (791 mil b/d), gasolina A (518 mil b/d) e querosene de aviação (104 mil b/d) ([ANP](#)).

A Petrobras avançou na modernização e expansão de seu parque de refino, com destaque para as recentes iniciativas na Refinaria de Paulínia (Replan) e Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Na Replan, localizada em São Paulo e a maior do País em capacidade instalada, a empresa iniciou a operação de uma nova Unidade de Hidrotratamento de Diesel (HDT). O novo reator HDT amplia a capacidade de produção de diesel S-10 (10 ppm de enxofre) em 63 mil b/d e de querosene de aviação (QAV) em 21 mil b/d. Dessa forma, a ampliação permite a conversão total da sua produção de diesel S-500 (500 ppm de enxofre) para o S-10 ([Petrobras](#)). A RNEST, em Pernambuco, passou por importantes avanços em sua infraestrutura. A Petrobras concluiu as obras de modernização do Trem 1, o que permitiu ampliar sua capacidade de processamento em 15 mil b/d, totalizando agora 130 mil b/d ([Petrobras](#)). Ademais, a empresa também assinou contratos para a retomada da construção do Trem 2 da refinaria, que vai permitir dobrar a capacidade instalada. A RNEST, desde dezembro de 2024, conta com uma unidade de abatimento de emissões atmosféricas (SNOX) ([Petrobras](#)). Esses investimentos refletem não apenas a expansão da capacidade produtiva nacional, mas também o atendimento de exigências ambientais pela empresa estatal.

No que tange a outros investimentos, a estatal firmou acordo com a Proquigel, com previsão de restabelecimento de posse e reinício das operações das fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFENs) na Bahia e Sergipe pela Petrobras ([Petrobras](#)). Em junho, a empresa anunciou a aprovação do retorno das atividades operacionais da Araucária Nitrogenados S.A (Ansa), localizada no Paraná. A fábrica de fertilizantes, que estava hibernada desde 2020, iniciou os primeiros testes de produção de ARLA 32 e está em fase final da manutenção dos equipamentos para retomada das atividades. A expectativa é que a unidade entre em operação plena ao longo do início do segundo semestre de 2025. Estão previstos investimentos de 870 milhões de reais para reinício da produção ([Petrobras](#)).

Ao longo do semestre, a Petrobras realizou uma série de atualizações nos preços de seus produtos energéticos, incluindo o gás natural, a gasolina e o óleo diesel. No campo da comercialização, a partir de fevereiro, a Petrobras atualizou os preços do gás fornecido às distribuidoras, o que implicou em uma redução média de 1% no preço da molécula. A medida

levou em conta a variação do preço de referência internacional (Brent), a taxa de câmbio e os contratos de suprimento, que preveem atualizações trimestrais no valor da molécula de gás natural. Em maio, a companhia comunicou uma redução média de R\$0,16 por litro no preço do óleo diesel A vendido para as distribuidoras. Na mesma linha, a Petrobras também reduziu em 5,6% os preços da gasolina A para as distribuidoras, representando uma queda de R\$ 0,17 por litro. O preço de distribuição do óleo diesel S-10 comum sofreu redução de 5,7% no bimestre maio-junho, em relação ao bimestre anterior, enquanto que o da gasolina C desacelerou em 1,4% no mesmo período ([Petrobras](#); [Petrobras](#); [Petrobras](#); [ANP](#)).

Na primeira metade de 2025, a legislação do setor de óleo e gás apresentou mudanças relevantes. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou o aumento das misturas obrigatórias de biocombustíveis, elevando o teor de etanol anidro na gasolina de 27% para 30% e o teor de biodiesel no óleo diesel de 14% para 15%. Essas medidas além de contribuir para o maior uso de biocombustíveis e redução de emissões, também podem auxiliar na redução da dependência externa na importação de óleo diesel e gasolina. As novas misturas terão vigência a partir de 1º de agosto ([Brasil](#)). No *upstream*, foi sancionada a Lei nº 15.164/2025, que a fim de aperfeiçoar os mecanismos disponíveis ao Fundo Social (FS) para enfrentamento dos desafios socioeconômicos do País e autoriza a União a alienar seus direitos e obrigações decorrentes da celebração de acordos de individualização da produção em áreas não concedidas ou não partilhadas na área do pré-sal e em áreas estratégicas mediante leilão. Com esta alteração será possível realizar a antecipação de receitas sobre a produção futura dos campos, contribuindo para a arrecadação federal ([Brasil](#); [MME](#); [Eixos](#)).

O Projeto de Lei (PL) nº 6.969/2013, conhecido como Lei do Mar, foi aprovado na Câmara dos Deputados, prosseguindo para o Senado. O projeto institui a Política Nacional para a Conservação e o Uso Sustentável do Bioma Marinho Brasileiro, focando na preservação ambiental e no desenvolvimento sustentável, inclusive abrangendo a exploração e produção *offshore* de petróleo ([Câmara](#); [Senado](#)).

Em abril, o Programa Mobilidade Verde e Inovação (Mover) foi regulamentado por meio do Decreto nº 12.435/2025, estabelecendo parâmetros técnicos, ambientais, de eficiência energética, reciclabilidade e segurança que fabricantes e importadores de veículos deverão seguir, tendo por objetivo promover a descarbonização, estimulando a mobilidade sustentável, limpa e a inovação ([MDIC](#)).

Conforme atribuição formalizada pelo Decreto nº 12.153/2024, a EPE lançou uma chamada pública para subsidiar a elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano. O objetivo é reunir contribuições de agentes do setor para mapear a demanda por serviços de infraestrutura ao longo da cadeia do gás natural e do biometano, além de identificar o potencial de oferta e consumo desses energéticos no País ([EPE](#)).

No semestre, a ANP teve uma vasta agenda regulatória a percorrer e as ações associadas ao transporte de gás natural tiveram destaque. Entre elas, a divulgação das memórias de cálculo das tarifas dos contratos legados, a abertura da Consulta Pública nº 01/2025 sobre a minuta de resolução que estabelecerá os critérios para caracterização de gasodutos de transporte, a

aprovação da realização de Consulta Pública nº 03/2025 sobre o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte e a realização da Consulta Prévia nº 01/2025 referente a revisão da Resolução ANP n 15/2014, que regulamenta atualmente as tarifas de transporte de gás ([ANP](#); [ANP](#); [ANP](#); [ANP](#)). Todas essas iniciativas refletem o esforço regulatório voltado ao segmento de transporte de gás e estão inseridas no contexto da preparação para um novo ciclo tarifário previsto para o próximo ano, que será um processo inédito de revisão tarifária para duas das três transportadoras que compõem o sistema integrado de transporte ([ANP](#); [ANP](#)). Ainda no esforço da agenda regulatória da ANP, foi aprovado o texto final da Análise de Impacto Regulatório (AIR) relativo à revisão do marco regulatório da distribuição e revenda de GLP. O estudo identificou que existem deficiências regulatórias e de infraestrutura no mercado do derivado, e busca contribuir para o posterior desenvolvimento do mercado ([ANP](#)).

A ANP também revisou a norma para certificação de biocombustíveis no âmbito do RenovaBio, trazendo aprimoramentos regulatórios. Entre as mudanças, destacam-se procedimentos para certificação da produção e importação eficiente de biocombustíveis e credenciamento de firmas inspetoras e ainda regras de elegibilidade do produtor de biomassa, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) ([ANP](#)).

No âmbito do setor de transporte, em um contexto de transição energética, o transporte pesado é um dos setores conhecidos como “*hard to abate*” e a substituição de outros combustíveis fósseis pelo gás natural é um caminho para reduzir emissões e promover a descarbonização do setor. Nesse sentido, a Perfin Infra comprou 50% das ações da VirtuGNL e o valor do investimento pode chegar até R\$ 450 milhões. A VirtuGNL é uma empresa de logística que atua tanto no transporte de gás natural liquefeito (GNL) para grandes consumidores quanto na viabilização do transporte de cargas por meio de caminhões movidos a GNL ([Brazil Journal](#)). Como parte da expansão de suas operações, em fevereiro, a VirtuGNL ampliou seu contrato com a Eneva. Assim, o fornecimento de GNL por parte da operadora passa de 35 mil Nm³/d para 150 mil Nm³/d, tem vigência até o final de 2034 e atenderá uma região que engloba os estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia. Com a assinatura do aditivo contratual, a Eneva comercializou toda a capacidade de liquefação de gás natural disponível na planta Parnaíba SSLNG, no Maranhão. A expectativa é que, futuramente, o fornecimento possa atingir até 750 mil Nm³/d ([Eneva](#)). Além disso, a VirtuGNL também fechou acordo com a Vibra para o transporte de óleo diesel via caminhões movidos a GNL na região de Parauapebas (PA). O objetivo da parceria é descarbonizar a cadeia logística de transporte de diesel que abastece o complexo Carajás, substituindo veículos movidos pelo combustível por caminhões alimentados por GNL ([VirtuGNL](#)).

A conversão de frotas de veículos pesados aliada à estratégia de uso de biometano pode trazer ainda mais benefícios. Neste sentido, a cidade de Belo Horizonte recebeu o primeiro micro-ônibus 100% movido a gás natural veicular (GNV) e atenderá quatro rotas ([Prefeitura Belo Horizonte](#)). Ademais, a empresa Gás Verde, maior produtora de biometano na América Latina, fechou um contrato para a aquisição de 100 caminhões a gás da Scania, que serão movidos a biometano produzido em aterro sanitário. Os primeiros 40 caminhões foram entregues em

fevereiro de 2025. Além disso, a empresa disponibilizará biometano em pontos de abastecimento, cobrindo as principais rotas do Sudeste ([Scania](#)).

Ainda nas iniciativas voltadas a reduções de emissões, a Petrobras e a Braskem assinaram um memorando de Entendimento (MoU) para realizar estudos conjuntos sobre captura e armazenamento de carbono (CCS) na Bahia. A iniciativa visa avaliar a viabilidade técnica e econômica de implementar soluções de descarbonização por meio do CCS em larga escala ([Petrobras](#)).

Considerações finais

O primeiro semestre de 2025 refletiu o dinamismo da indústria brasileira frente aos desafios da transição energética e da segurança energética. No *upstream*, o 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão registrou recorde de bônus de assinatura, enquanto a entrada em operação plena da Rota 3 e o início do FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero reforçam a infraestrutura nacional. No campo legislativo, destaca-se o aumento das misturas obrigatórias de biocombustíveis e no âmbito regulatório, o avanço em ações relacionadas ao transporte de gás e biocombustíveis. No *midstream* e *downstream*, houve movimentações em preços, contratos e infraestrutura, além de crescente interesse pelo gás argentino. Por fim, o semestre evidenciou o fortalecimento das iniciativas ambientais, com destaque para projetos de biometano e descarbonização do transporte pesado. Os projetos ocorreram em um cenário de bom desempenho macroeconômico, contudo, de eventos geopolíticos relevantes, destacando a importância do desenvolvimento do setor de óleo e gás no Brasil e ampliação do mercado nacional.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

