



Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás

Número 17 · 2º semestre de 2024

Março 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

(composição dos cargos em 31 de março de 2025)



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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 Técnica

Henrique Plaudio G. Rangel

Marcelo C. B. Cavalcanti

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Conjuntura Internacional

Bianca Nunes de Oliveira

Carlos Augusto Góes Pacheco

Claudia Maria Chagas Bonelli

Filipe Soares da Cruz

Vinicius Folly Barbosa

Conjuntura Nacional

Alberto José Leandro Santos

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Nelson Pereira Filho

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	31/03/2025	Versão aprovada para publicação.

CONJUNTURA INTERNACIONAL

A indústria global de energia registrou eventos significativos no segundo semestre de 2024, que refletem a complexidade das dinâmicas regionais e globais, com avanços e desafios nos setores de petróleo, gás natural e energias renováveis. Esses fatos demonstram a interdependência entre mercados de energia, assim como a influência do contexto geopolítico e da transição energética, destacando a importância de soluções que contemplem as dimensões de disponibilidade e confiabilidade das fontes de energia, assegurem a equidade no acesso e promovam a sustentabilidade ambiental.

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) realizou ações para manter a estabilidade do mercado global de petróleo, como o controle das variações nos estoques de óleo bruto, diante da persistência de uma estrutura de mercado em *backwardation* (com preços futuros inferiores aos atuais). Apesar do cenário geopolítico (conflitos no Oriente Médio, e entre Rússia e Ucrânia) e do ambiente macroeconômico incerto, a volatilidade dos preços do petróleo foi baixa, com os preços do Brent e do WTI oscilando entre US\$ 70/b e US\$ 80/b durante a maior parte do semestre (Figura 1) (EIA).

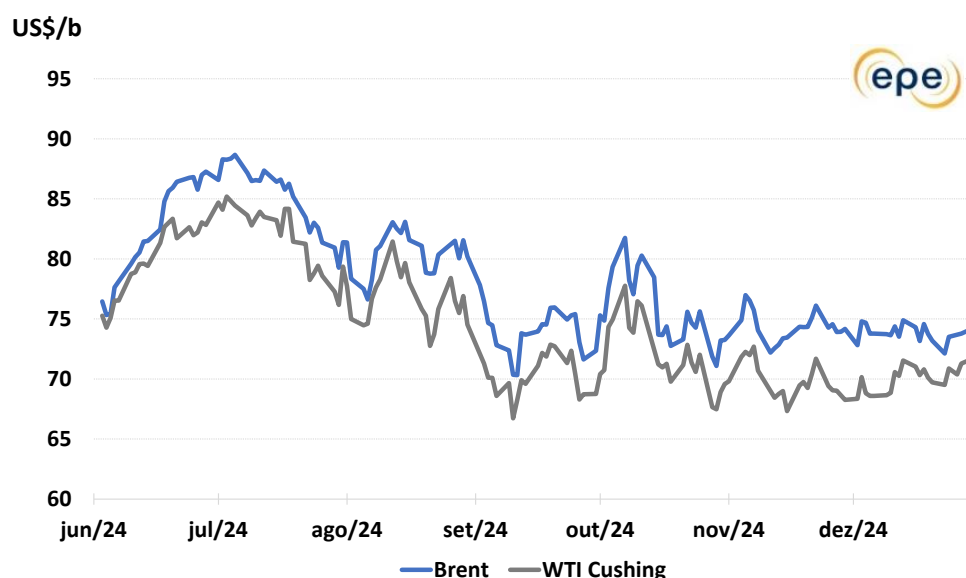


Figura 1. Preços internacionais do petróleo (EIA).

Observa-se que os preços atingiram um pico em julho, após a decisão da Opep+ de continuar com os cortes voluntários de produção, reduzindo a oferta global e sustentando valores mais altos (EIA). Os conflitos no Oriente Médio também aumentaram a preocupação com interrupções nas rotas de abastecimento de petróleo, elevando os preços (Reuters). No entanto, a redução da atividade econômica em grandes potências, como a China, levou a uma diminuição no consumo, pressionando os preços para baixo (Reuters). Ao mesmo tempo, o aumento da produção de petróleo por países fora da Opep+, como EUA e Brasil, causou um excesso de oferta, contribuindo para a tendência de queda (EIA). Assim, os preços internacionais voltaram à trajetória descendente no final de agosto, atingindo em setembro o menor valor do semestre. Em outubro, os preços do petróleo foram ascendentes devido a temores de uma escalada de conflito envolvendo o Irã (Associated Press). Por fim, em dezembro, a Opep+ novamente estendeu os cortes de produção até o fim de 2026¹ (OPEC).

Os preços do gás natural no Henry Hub oscilaram entre US\$ 1,2 e US\$ 3,4/MMBtu no semestre (Figura 2). O mercado estadunidense permaneceu bem abastecido, com alta produção nacional e demanda moderada mantendo os preços controlados. Com a chegada do inverno no hemisfério norte, a partir de novembro, os preços tiveram uma leve tendência de alta. O inverno também influenciou os preços europeus no período, além de efeitos do conflito entre Rússia e Ucrânia, que elevaram as importações de GNL na região (EIA; Reuters; Reuters).

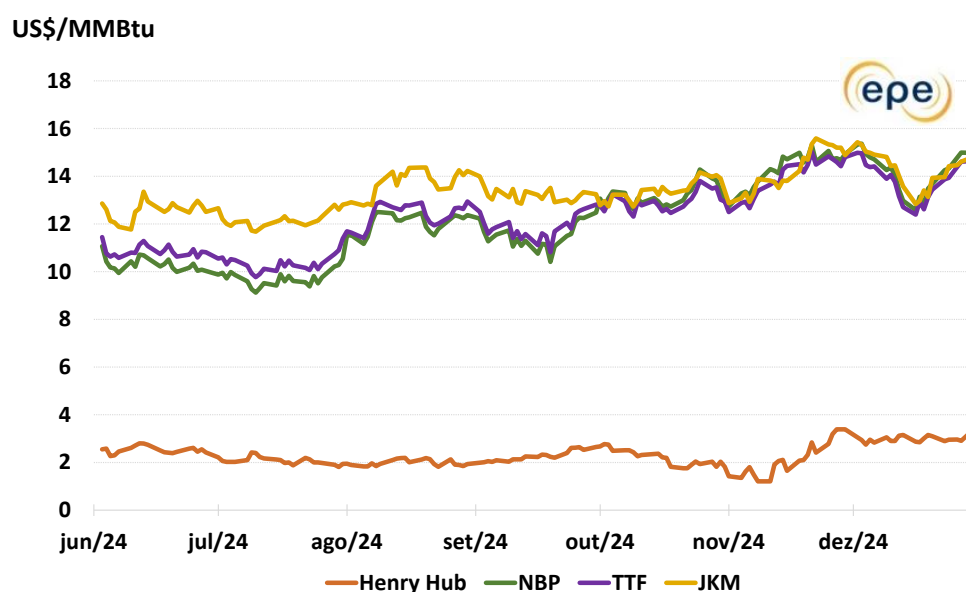


Figura 2. Preços internacionais de gás natural (EIA; ICE; S&P Global; S&P Global).

¹ A produção total de 39,7 milhões b/d será mantida até o fim de 2026, enquanto os cortes voluntários de 1,65 milhão b/d foram prorrogados até dezembro de 2026. Os cortes adicionais de 2,2 milhões b/d, definidos em novembro de 2024, serão mantidos até março de 2025, com eliminação gradual até setembro de 2026 (OIES).

A média dos preços nos hubs NBP e TTF foi de US\$ 12,48/MMBtu, 34% acima da média registrada no semestre anterior. Na Ásia, os preços se elevaram principalmente em decorrência da elevada demanda por cargas de GNL na Europa² (S&P Global). Os preços do JKM aumentaram ao longo do semestre, tendo superado o patamar de US\$ 15/MMBtu em novembro. A média do JKM no período foi de US\$ 13,48/MMBtu, 31% acima da média registrada no primeiro semestre de 2024.

Em relação à demanda de óleo e gás, a importação anual de petróleo da Ásia diminuiu pela primeira vez desde 2021, totalizando 26,5 milhões b/d (redução de 1,4% ano a ano). A China liderou a queda³ com uma diminuição de 1,9% nas importações⁴, consequência do menor crescimento econômico e do maior uso de veículos elétricos e caminhões movidos a GNL (Reuters; Reuters). Apenas a Índia⁵ aumentou sua importação anual de petróleo (2,3% ano a ano), impulsionada pela expansão de sua capacidade de refino (Reuters). A crescente demanda global por petróleo leve e com baixo teor de enxofre foi acentuada pela redução temporária das exportações da Líbia⁶. Isso aumentou a dependência por exportações americanas, evidenciando gargalos de infraestrutura na Bacia do Permian, cujos oleodutos estiveram próximos da vazão máxima de operação, nesse período de maior demanda (Reuters).

Os EUA consolidaram sua liderança no setor de energia com avanços tecnológicos na produção de óleo de folhelho (*shale oil*) e óleo de formações com baixa permeabilidade (*tight oil*), assim como pelo investimento contínuo em infraestrutura de extração e exportação⁷. A região do Permian teve ganhos significativos de produtividade, contribuindo para um recorde de 13,2 milhões b/d em 2024, apesar da redução no número de sondas na região desde 2018 (EIA). Em outubro, os estoques de petróleo bruto nos EUA aumentaram em 5,8 milhões de barris, totalizando 422,7 milhões (OGJ).

Nesse contexto, a oferta global de petróleo, ao final do ano, foi de 103,4 milhões b/d, um aumento de 230 mil b/d em relação a 2023, devido à recuperação contínua da produção da

² Existe a competição com a Europa na compra de GNL de mercados mundiais e dificuldades de fornecimento por parte da Rússia, devido ao conflito com a Ucrânia (Oilprice; Reuters).

³ Em setembro, a Arábia Saudita reduziu o preço do Arab Light para o menor nível em três anos, em resposta a uma queda de 10,3% nas importações chinesas de petróleo nos primeiros sete meses do ano (Reuters).

⁴ De abril a outubro, as importações mensais diminuíram, voltando a subir apenas em novembro, com 11,8 milhões b/d, impulsionadas pela ampliação dos estoques estratégicos e pelos preços mais baixos no Oriente Médio (Reuters).

⁵ Em julho, para lidar com o aumento da demanda por energia, empresas foram incentivadas a investir US\$ 33 bilhões em novos equipamentos para usinas a carvão, adicionando 31 GW de capacidade nos próximos anos (Reuters).

⁶ Conflitos internos paralisaram 63% da produção petrolífera da Líbia em agosto (Reuters; Reuters). Em outubro, após a nomeação de um novo chefe do Banco Central, as operações foram reiniciadas (S&P Global; S&P Global).

⁷ Em agosto, a Chevron iniciou perfurações de poços sob pressões ultra altas, como parte de um projeto para explorar reservas anteriormente inacessíveis (Reuters; Rigzone); a estatal chinesa Sinochem revelou planos para vender sua participação de 40% em uma *joint venture* com a ExxonMobil, focada em *shale* (Reuters), e; em novembro, a ConocoPhillips concluiu a aquisição da Marathon Oil por US\$ 22,5 bilhões, reforçando sua posição no mercado de *shale oil* (ConocoPhillips; Reuters).

Líbia e do Cazaquistão⁸ (IEA). Essa expansão na oferta contribuiu para um excedente no mercado global, deixando os preços do petróleo abaixo de US\$ 80/b durante grande parte do segundo semestre de 2024, com momentos de queda para valores próximos de US\$ 72/b (EIA). Outro fator importante foi o resultado das eleições nos EUA, em novembro, indicando um cenário favorável à expansão da indústria petrolífera. Porém, grandes empresas, como a ExxonMobil, anunciaram que manterão disciplina de capital, com pouco aumento nas atividades de perfuração para evitar quedas nos preços de petróleo (Reuters).

A demanda por gás natural teve um aumento estimado de 2,8% em 2024, principalmente por causa da região da Ásia-Pacífico, apesar da instabilidade no mercado mundial⁹ (EIA). A China foi o maior importador de GNL da região (e do mundo), com um recorde de 132 milhões de toneladas importadas em 2024 (Reuters). Além disso, o país possui a maior capacidade (em construção) de importação de GNL da Ásia, de 226 milhões de toneladas (Statista). Na Europa, observou-se uma recuperação na demanda de gás natural, impulsionada pelo uso industrial, mas que ainda está abaixo dos níveis anteriores ao conflito entre Rússia e Ucrânia (EIA). Contudo, o mercado europeu (assim como o asiático) continua a ser um grande importador de gás natural, especialmente dos EUA. As exportações estadunidenses atingiram 87 milhões de toneladas de GNL em 2024, aumentando pelo décimo ano consecutivo (Reuters).

A América do Norte como um todo está em processo de expansão da produção de GNL, com a construção de novos terminais¹⁰ (EIA). Os EUA continuam sendo o maior vendedor mundial de GNL, com uma exportação média de 339 milhões m³/d em 2024 (EIA). Contribuindo para manter essa posição, dois terminais iniciaram sua produção de GNL em dezembro: o Plaquemines LNG e o Estágio 3 do terminal Corpus Christi¹¹ (EIA). Além disso, Canadá e México possuem estimativas de aumento de produção, até 2028, de 71 milhões m³/d e 23 milhões m³/d, respectivamente (EIA). O México realizou sua primeira exportação de GNL a partir da planta Fast LNG em Altamira. Ademais, projetos como Energía Costa Azul e Saguaro Energía LNG¹² fazem parte do planejamento em aumentar sua capacidade de exportação (Global Energy Monitor; Mase).

Em 31 de dezembro de 2024, o contrato de trânsito de gás entre Rússia e Ucrânia terminou, causando um impacto significativo no mercado global de gás natural. Devido ao conflito em curso, a Ucrânia se recusou a renovar o contrato, levando a Rússia a perder uma rota essencial

⁸ O Cazaquistão havia cortado parte de sua produção de petróleo, obedecendo aos limites estabelecidos pela Opep+. No entanto, ao final de 2024, o país retomou a produção e planeja aumentá-la para 2025 (Bloomberg; Reuters).

⁹ O mercado de GNL é afetado por baixos estoques europeus, com depleção acelerada nos últimos anos. A incerteza climática e o fornecimento de gás russo via Ucrânia amplificam as preocupações com a oferta no inverno, assim como o cronograma de novos projetos de GNL (Reuters; Oilprice; Bloomberg).

¹⁰ Na América do Norte, entre 2024 e 2028, a capacidade de exportação de GNL deve crescer a partir de novos projetos, sendo previsto um aumento de produção total de 368 milhões m³/d (EIA).

¹¹ Quando esses terminais estiverem em plena operação, a produção de GNL dos EUA deverá ser de 691 milhões m³/d (Cheniere; EIA).

¹² A localização estratégica dessas plantas reduz custos logísticos pois evita o Canal do Panamá. A planta Fast LNG tem uma capacidade inicial de 1,4 milhão de toneladas anuais, com planos de expansão para 2,8 milhões de toneladas até 2026 (Mase).

para exportar gás para a Europa. Esse término obrigou a União Europeia a buscar fontes alternativas de energia, como GNL dos EUA e do Catar, e gás da Noruega. Como consequência, países como Eslováquia e Áustria enfrentaram custos adicionais para garantir o fornecimento de gás (Oilprice; Oxford Energy).

O fornecimento de gás também foi afetado no Oriente Médio, com os conflitos na região. A produção de gás em Israel foi interrompida, prejudicando diretamente as exportações para o Egito e Jordânia, além de gerar preocupações globais sobre o fechamento do Estreito de Ormuz (localizado no Golfo Pérsico, entre Omã e Irã). Além disso, o transporte de gás iraniano para a Turquia ficou comprometido por ataques às infraestruturas. Optando por rotas mais seguras, navios de GNL evitaram o Mar Vermelho, aumentando os custos e tempos de entrega na região (Kpler).

Investimentos em exploração e produção (E&P) também ganharam força por parte das empresas de óleo e gás, especialmente na Europa. Shell e outras grandes petrolíferas aumentaram a injeção de capital em produção *offshore*, com previsão de US\$ 140 bilhões em águas profundas até 2027, respondendo à crescente demanda global por petróleo e à desaceleração no crescimento do óleo de folhelho nos EUA (Financial Times). Na Noruega, investimentos em E&P atingiram níveis recordes em 2024. A Equinor planeja investir US\$ 6,7 bilhões anualmente até 2035 (Reuters; Reuters). Em dezembro, Shell e Equinor uniram operações no Mar do Norte, criando a maior produtora independente da região, com capacidade de 140 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) (Times).

Na Ásia, a Aramco anunciou sete novas descobertas em julho, incluindo campos de petróleo não convencional e reservatórios de Arab Light¹³ (OGJ; World Oil). Na Indonésia, a BP aprovou, em novembro, um investimento de US\$ 7 bilhões no projeto Tangguh UCC, que explorará cerca de 85 bilhões m³ de gás natural. Esse projeto inclui a primeira iniciativa em grande escala de tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCUS) na Indonésia, com potencial para captura de até 15 milhões de toneladas de CO₂ (BP; Reuters). No continente africano, além do registro de aumento da produção em Uganda¹⁴, a Nigéria alcançou a produção de 1,81 milhão b/d, fruto de colaborações estratégicas entre o governo e empresas petrolíferas (NNPC).

Globalmente, investimentos em FPSOs¹⁵ aumentaram 50% entre 2023 e 2024, atingindo US\$ 9 bilhões, sobretudo na América do Sul, impulsionados por reservas *offshore* no pré-sal do Brasil e na Guiana (Rystad Energy). Em julho, a Guiana iniciou a revisão do sétimo projeto de petróleo

¹³ No total, a capacidade estimada adicionada foi de 817 milhões m³/d de gás natural e 11,4 mil b/d de petróleo de alta qualidade, abrangendo os tipos Arab Ultra Light, Arab Very Light e Arab Light. Dois campos, Ladam e Al-Farouk, já estão ativos, produzindo 9,6 mil b/d de petróleo e 246 milhões m³/d de gás natural (OGJ; World Oil).

¹⁴ No país, há dois campos de exploração promissores, com recursos estimados em 6,5 bilhões de barris. O projeto no campo Tilenga já perfurou 72 dos 457 poços planejados, enquanto o Kingfisher concluiu 9 dos 11 poços necessários, com produção prevista para 40 mil b/d em 2025 (OGJ).

¹⁵ Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.

no bloco Stabroek¹⁶ (S&P Global). No Suriname, em novembro, a Exxon saiu do consórcio com a Petronas no Bloco 52, transferindo a participação para a estatal (World Oil). Paralelamente, a Argentina avançou no setor de GNL ao explorar a formação Vaca Muerta¹⁷. O país registrou o maior superávit comercial de energia em 18 anos, impulsionado pela produção de gás de folhelho e exportação de energia. Além disso, está visando o Brasil como mercado chave para exportação de gás, inicialmente por gasodutos, e posteriormente por GNL (Reuters; S&P Global).

No que se refere a transporte e processamento, o cenário global é de incerteza e cautela. Em setembro, as margens globais de refino atingiram o menor nível desde 2020 devido à fraca demanda por destilados, redução da atividade econômica na China e na Europa, e aumento da adoção de veículos elétricos e biocombustíveis. Refinarias como Al-Zour, no Kuwait, e Dangote, na Nigéria¹⁸, iniciaram operações, pressionando refinarias dos EUA, como uma da LyondellBasell, que anunciou pausa até 2025 (EIA). A Saudi Aramco reportou uma queda nos lucros do terceiro trimestre para US\$ 27,6 bilhões, comparados aos US\$ 32,6 bilhões do ano anterior¹⁹ (Saudi Aramco). O pico mundial de processamento das refinarias foi estimado em 84,3 milhões b/d em dezembro, quase 3 milhões b/d a mais do que em outubro, quando manutenções e cortes econômicos restringiram a atividade. Houve fortalecimento das margens de destilados médios na Ásia e valores mais baixos de gasolina e nafta na Bacia do Atlântico em novembro (IEA).

De maio a setembro, a demanda por gasolina nos EUA ficou abaixo dos níveis pré-pandemia, com uma média de 9,1 milhões b/d, apesar de um leve aumento de 49 mil b/d em relação a 2023. Essa queda é atribuída à maior eficiência dos motores e ao aumento da adoção de veículos elétricos e híbridos no país (Argus). Estoques de gasolina e destilados também ficaram abaixo da média dos últimos cinco anos, em 4% e 9%, respectivamente. A produção de gasolina alcançou uma média de 10,2 milhões b/d, enquanto a de destilados atingiu 5 milhões b/d (OGJ).

O semestre também foi marcado por esforços para a transição energética e enfrentamento de mudanças climáticas. Globalmente, a COP29, em Baku, impulsionou compromissos climáticos, reiterando o Acordo de Paris. No entanto, os EUA sinalizaram incertezas sobre sua política climática com a mudança de governo (New York Times). A TotalEnergies anunciou um plano para monitorar e reduzir emissões de metano, visando emissões quase zero até 2030

¹⁶ O projeto Hammerhead prevê até 30 poços, com capacidade entre 120 mil e 180 mil b/d de petróleo e escoamento de 1.700 m³/d a 3.400 m³/d de gás natural, com operações previstas para 2029 (S&P Global).

¹⁷ Oriundo da colaboração entre a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) e Shell, o projeto inclui a construção de unidades de liquefação flutuantes e uma planta modular *onshore*, com o objetivo de posicionar a Argentina como um dos principais exportadores de GNL (YPF).

¹⁸ Na África, em julho, a Nigéria aprovou a venda de petróleo bruto entre a estatal NNPC e a refinaria de Dangote, em moeda local, visando a reduzir pressões cambiais. Essa decisão foi crucial para aliviar o peso financeiro sobre a refinaria, que enfrentava dificuldades para obter suprimentos de petróleo bruto (Reuters).

¹⁹ A queda foi atribuída às margens fracas no setor de refino e à redução nos preços do petróleo, resultando em um prejuízo de US\$ 1,8 bilhão (Saudi Aramco).

(TotalEnergies). Nesse ínterim, a BP reduziu sua meta de transição energética, não cortando mais a produção de óleo e gás até 2030, mas mantendo o compromisso de emissões líquidas zero até 2050 (Reuters). Além disso, a Ford cancelou o lançamento de um novo veículo elétrico, optando por um híbrido, e adiou o lançamento de seu caminhão elétrico para 2027 devido à queda na demanda nos EUA (S&P Global). Referente ao hidrogênio de baixa emissão de carbono, o combustível emergiu como pilar das estratégias de transição energética²⁰ (McKinsey). O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) anunciou investimentos de US\$ 62 milhões em tecnologias de hidrogênio limpo²¹ (S&P Global). Contudo, há incertezas sobre a continuidade das políticas energéticas estadunidenses, uma vez que há divergências das políticas do governo anterior (Petroleum Economist; Petroleum Economist).

Fatores como a transição energética em curso, a eletrificação do transporte e os desafios econômicos em mercados-chave (com destaque para a China) estão redesenhando os padrões de demanda tradicionais, sobretudo na Europa²². Destacam-se o fim do uso de carvão para geração de energia elétrica no Reino Unido²³; o avanço da energia solar na Alemanha²⁴; os desafios da França para redução de emissões de carbono²⁵; e os incentivos para uso de Combustíveis Sustentáveis de Aviação (SAF) na União Europeia²⁶.

Esses eventos refletem um semestre dinâmico para a indústria de energia, com avanços tecnológicos, tensões geopolíticas e desafios climáticos moldando as perspectivas globais. A transição energética permanece no centro das discussões, destacando a necessidade de soluções equilibradas entre a demanda por energia e a sustentabilidade. A Opep+, por sua vez, tenta equilibrar os mercados de petróleo em um cenário de transição e volatilidade geopolítica. No entanto, enfrenta o desafio de limitar a produção sem comprometer esse equilíbrio, o que abre espaço para produtores de maior custo. A busca de cada membro por maximizar sua

²⁰ Houve crescimento de projetos de hidrogênio de baixa emissão de carbono, de 228 em 2020 para 1.572 iniciativas em 2024 (McKinsey)

²¹ Sendo US\$ 40 milhões destinados a 20 projetos de infraestrutura de reabastecimento para veículos médios e pesados (S&P Global).

²² No Reino Unido, a Essar Energy Transition UK iniciou a construção da primeira usina 100% movida a hidrogênio da Europa, com capacidade prevista de 125 MW e conclusão até 2027 (OGJ). Na Espanha, a Iberdrola, em parceria com a BP, anunciou uma planta de hidrogênio de baixa emissão de carbono, beneficiária de subsídios da União Europeia (Reuters). Na Suécia, a geração de energia eólica superou a nuclear pela primeira vez. Em dezembro, a energia eólica respondeu por 35% da geração do país, registrando o maior índice mensal já alcançado (Reuters).

²³ Em setembro, a última térmica a carvão foi encerrada, tornando o Reino Unido o primeiro país desenvolvido a cessar o uso de carvão para esse fim (Times).

²⁴ A capacidade instalada superou a marca de 100 GW em 2024, impulsionada por um aumento de 40% em parques solares de grande escala, que adicionaram 6,3 GW à rede ao longo do ano (BSW; S&P Global).

²⁵ A França iniciou, em novembro, consultas públicas para sua terceira Estratégia Nacional de Baixo Carbono (SNBC), visando alcançar a neutralidade de carbono até 2050. A SNBC propõe reduzir em 50% as emissões brutas de gases de efeito estufa até 2030 (European Parliament).

²⁶ A iniciativa ReFuelEU Aviation estabelece metas para o aumento gradual do uso de SAF nos aeroportos da União Europeia. A partir de 2025, os SAF representarão 2% do total de combustíveis de aviação, em alinhamento com o objetivo europeu de reduzir as emissões de CO₂ em 55% (European Commission).

produção dificulta uma estratégia coletiva, apesar dos esforços em reduzir o risco de excesso de oferta. Além disso, fatores como a expansão de países não-Opep e crescimento comedido da demanda global, especialmente da China, indicam que o mercado permanecerá bem abastecido, com uma margem confortável entre oferta e demanda em 2025.

CONJUNTURA NACIONAL

A economia brasileira segue surpreendendo as projeções internacionais e, além da redução do desemprego, registrou uma das maiores taxas de crescimento nos últimos tempos (4,0% no 3º trimestre de 2024 em relação ao mesmo trimestre de 2023, e 0,9% em relação ao trimestre anterior), com crescimento impulsionado pelos setores de Serviços e da Indústria (IBGE; Banco Mundial; FMI). As expectativas acerca do PIB de 2024 apontam para um crescimento de 3,5%, com relação ao ano anterior (BC). O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou 2024 com variação acumulada de 4,83%, acima dos 4,62% registrados em 2023 (IBGE).

A produção brasileira de petróleo alcançou 3,4 milhões de barris por dia (b/d) em 2024, um valor 1,3% inferior ao observado em 2023 (ANP). Essa redução ocorreu apesar da entrada em operação de três novas unidades de produção no último trimestre: o FPSO Marechal Duque de Caxias, no campo de Mero, com capacidade de 180 mil b/d de óleo e de 12 milhões m³/d de gás (Petrobras); o FPSO Maria Quitéria, no campo de Jubarte, com capacidade de 100 mil b/d de petróleo e de 5 milhões m³/d de gás natural (Petrobras); e o FPSO Atlanta, na Bacia de Campos, com capacidade de 50 mil b/d de óleo (Brava Energia). Além disso, o FPSO Sepetiba, que entrou em operação no campo de Mero no último dia de 2023, atingiu pico de produção de 180 mil b/d em agosto de 2024 (Petrobras).

Por sua vez, a produção bruta de gás natural alcançou 153 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) em 2024, valor 2,2% superior ao ano anterior (ANP). Em agosto, a sanção do Decreto nº 12.153/2024, também conhecido como Decreto do Gás para Empregar, é um marco importante para o desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil. O decreto estabelece condições para o desenvolvimento do mercado e da infraestrutura de gás, visando aumentar a oferta e diminuir o preço do produto ao consumidor final. Além disso, o decreto instituiu o Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural, com a finalidade de assessoramento, articulação, monitoramento de políticas públicas, formulação de propostas e deliberações para o setor de gás (Brasil). Outra iniciativa do governo federal no *upstream* foi a constituição do programa Potencializa E&P, que visa promover o desenvolvimento sustentável da exploração e produção (E&P) de petróleo e gás no Brasil, com foco em novas fronteiras exploratórias e campos de economicidade marginal (MME).

No *downstream*, o processamento de petróleo no refino nacional em 2024 foi de 2,0 milhões b/d, sendo 0,7% inferior ao observado em 2023. Por outro lado, a produção de derivados de petróleo nas refinarias chegou a 2,2 milhões b/d, montante 0,9% superior ao ano anterior.

Dentre os principais produtos produzidos, estão óleo diesel A (838 mil b/d), gasolina A (516 mil b/d), óleo combustível (295 mil b/d) e querosene de aviação (101 mil b/d) (ANP).

A legislação do mercado de combustíveis também apresentou um marco importante na segunda metade de 2024. A Lei nº 14.993/2024, conhecida como a Lei do Combustível do Futuro, foi sancionada em outubro de 2024, sendo reconhecida como o maior programa de descarbonização do setor de transportes e mobilidade do mundo. A iniciativa, criada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), impulsiona o surgimento de novas indústrias verdes no Brasil. O programa prevê investimentos que somam R\$ 260 bilhões em diversas áreas e ações, que vão evitar a emissão de 705 milhões de toneladas de CO₂ até 2037 (MME). A Lei do Combustível do Futuro estabelece a possibilidade de variação da mistura de etanol anidro na gasolina C entre 22% e 35%, enquanto os limites anteriores de mistura variavam de 18% a 27,5%. Atualmente, o teor é de 27%. Já o teor obrigatório de biodiesel na mistura de óleo diesel B, atualmente em 14%, teve seus limites estabelecidos entre 13% e 20% (anteriormente a faixa variava entre 6% e 15%), podendo aumentar gradualmente, até chegar a 20% em 2030, desde que constatada sua viabilidade técnica (Brasil). Adicionalmente, há incentivos para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) e biometano. No âmbito do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), os operadores aéreos serão obrigados a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em suas operações domésticas por meio do uso do SAF, observando percentual mínimo de redução de 1% a partir de 2027, aumentando a meta anualmente até alcançar 10% de redução em 2037. A Lei do Combustível do Futuro também criou o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que estabelece meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural comercializado, a ser cumprida por meio da participação do biometano no consumo de gás natural. A meta de redução de GEE terá valor inicial de 1% em 2026 e de, no máximo, 10% em anos posteriores (Brasil).

A agenda do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no semestre foi intensa, com diversas iniciativas relacionadas ao setor de óleo e gás, as quais incluem: a Resolução CNPE nº 5/2024, que instituiu a Política Nacional de Transição Energética (PNTE), o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte); a Resolução CNPE nº 6/2024, que definiu a participação da Petrobras no bloco de Jaspe; a Resolução CNPE nº 8/2024, que implementou diretrizes para promoção da descarbonização das atividades de E&P de petróleo e gás natural; a Resolução CNPE nº 10/2024, que criou Grupo de Trabalho para subsidiar a proposição de medidas e diretrizes para o mercado nacional de combustíveis aquaviários, combustíveis de aviação e GLP; a Resolução CNPE nº 12/2024, que criou o Comitê Técnico Permanente Combustível do Futuro; a Resolução CNPE nº 13/2024, que estabeleceu a fixação de proporção mínima de óleos e gorduras residuais em relação às matérias-primas utilizadas para produção de biodiesel, combustível sustentável de aviação e diesel verde; e a Resolução nº 16/2024, que autorizou a licitação dos blocos Cerussita, Aragonita, Rodocrosita, Malaquita, Opala, Quartzo e Calcedônia (CNPE).

Outro destaque do semestre foi a sanção da Lei nº 14.948/2024, que institui o marco legal para o hidrogênio de baixa emissão de carbono. A Lei define limite máximo de 7 kgCO₂eq/kgH₂ para

a intensidade de carbono do hidrogênio de baixa emissão (Brasil; Câmara dos Deputados). Esta Lei também inclui diversas iniciativas para impulsionar a indústria de hidrogênio no Brasil, como o Regime Especial de Incentivos para Produção de Hidrogênio (Rehidro), que será válido por cinco anos a partir de 2025. Outros destaques são a criação do Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio e a definição da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como reguladora do setor. De forma complementar, a Lei nº 14.990/2024, sancionada em setembro, destina R\$ 18,3 bilhões para um programa de concessão de créditos fiscais para a produção e consumo de hidrogênio no Brasil (Brasil; eixos).

A comercialização de óleo e gás da União arrecadou R\$ 10,3 bilhões em 2024, batendo recorde ao superar em 71% os valores de 2023. Esses resultados, provenientes da comercialização de petróleo e gás natural da União e geridos pela Pré-Sal Petróleo (PPSA), consolidam a importância do setor no desenvolvimento econômico do País (MME).

O segundo semestre também registrou importantes resultados e investimentos no setor. O Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras prevê um aumento de 8,8% nos investimentos com relação ao plano anterior, totalizando US\$ 111 bilhões. O segmento de E&P será o principal destinatário dos investimentos, recebendo US\$ 77 bilhões, seguido por Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que contará com US\$ 20 bilhões, e Gás e Energias de Baixo Carbono, que terá alocados US\$ 11 bilhões (Petrobras).

Em relação ao RTC, o novo plano busca expandir e adequar o parque de refino e ativos logísticos, ofertar produtos de alta qualidade e de baixo carbono. Tem-se como objetivo também aplicar novos investimentos no programa RefTOP, da ordem de US\$ 826 milhões no período entre 2025 e 2029, com o intuito de aumentar a eficiência operacional, promover maior sustentabilidade e eficiência energética. O plano ainda prevê investimentos de US\$ 3,8 bilhões em paradas programadas nas refinarias Replan, RPBC, Refap, RNEST e Revap entre 2025 e 2029 para aumentar a disponibilidade operacional dos ativos. Projeta-se também um aumento da produção de produtos de alta qualidade, com aumento de 360 mil b/d de óleo diesel S10 e de 12 mil b/d de lubrificantes no quinquênio. Do incremento previsto para o diesel S10, 176 mil b/d seriam oriundos da troca de qualidade de S500 para S10. Espera-se que a participação de S10 no total de óleo diesel rodoviário produzido pela Petrobras cresça de 69% em 2024 para 100% em 2029 (Petrobras).

O novo plano da Petrobras também prevê maior oferta de produtos de baixo carbono oriundos de projetos de biorrefino, com uma produção de até 44 mil b/d de SAF e diesel verde (HVO) a partir de 2029 em projetos de plantas dedicadas. A Petrobras também sinalizou interesse em retornar ao segmento de etanol, de expandir sua operação de biodiesel e de ingressar no biometano (Petrobras), em linha com a Lei do Combustível do Futuro.

Em novembro, a Petrobras anunciou o início da operação comercial da unidade de processamento de gás natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, antigo Comperj e Polo GasLub, em Itaboraí/RJ (Petrobras). A Petrobras iniciou, também, a operação da Unidade de Abatimento de Emissões Atmosféricas (SNOX) da RNEST, em Ipojuca/PE. A

unidade permitirá que a refinaria aumente a sua capacidade de processamento atual para 115 mil b/d (Petrobras). No E&P, a Petrobras iniciou o processo de contratação das plataformas do projeto Sergipe Águas Profundas (Petrobras). Adicionalmente, a Petrobras rescindiu o contrato para a venda do campo Uruguá-Tambau para a Brava Energia, empresa resultante da fusão entre a 3R e a Enauta (Brava Energia). A transação estava condicionada à conclusão da aquisição, pela Brava, do FPSO Cidade de Santos, o que não ocorreu (eixos).

Por sua vez, a Brava Energia informou, em dezembro, que concluiu a aquisição da fatia de 23% da Qatar Energy no Parque das Conchas, na parte capixaba da Bacia de Campos. O valor da transação é de US\$ 150 milhões. O Parque das Conchas é composto pelos campos de Abalone, Ostra e Argonauta. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação, em sociedade com a indiana ONGC, com os 27% remanescentes. Os contratos de concessão têm vigência até 2032, com possibilidade de extensão (eixos).

A PetroReconcavo anunciou um investimento de US\$ 60 milhões na construção da UPGN Miranga. A nova unidade, localizada em Pojuca/BA, terá capacidade de 950 mil m³/d de gás natural podendo atingir até 1,5 milhão m³/d (PetroReconcavo).

O mercado livre de gás brasileiro triplicou o seu número de participantes em relação a 2023 com a entrada de 17 novos contratantes durante 2024. Alguns destes contratos têm início de fornecimento em 2025. Os destaques são a indústria ceramista e a de vidros (eixos). A Eneva firmou contrato pioneiro em Sergipe com a Cerâmica Capri, uma das principais indústrias de revestimento da Região Nordeste, para fornecimento de gás no mercado livre. Pelo regulamento estadual de Sergipe, para ser um consumidor industrial no mercado livre, a Cerâmica Capri deverá consumir, no mínimo, 300 mil m³ por mês. O acordo será de dois anos e o suprimento terá início em janeiro de 2025 na modalidade firme e flexível (Eneva).

A Edge, comercializadora de gás do grupo Cosan, fechou acordo com a Tecpetrol para importar gás natural de Vaca Muerta, na Argentina. A empresa obteve autorização do governo argentino para exportar até 1 milhão m³/d de gás na modalidade interruptível até 2026 (eixos). Por sua vez, a Equinor fechou com a Comgás um contrato de longo prazo para comercialização do gás natural do projeto Raia, no pré-sal da Bacia de Campos. A produtora norueguesa tem planos de começar a produção do ativo em 2028. O contrato com a Equinor será de dez anos, com uma curva crescente de compromissos de fornecimento que começa em 50 mil m³/d e atinge, no pico, 1 milhão m³/d (eixos).

A PRIO firmou acordo com a Petrobras para acessar o Sistema Integrado de Escoamento de Gás Natural da Bacia de Campos (SIE-BC) e a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), em Macaé/RJ. Com isso, a petroleira independente poderá viabilizar, a partir de 2025, a venda de seu gás diretamente no mercado e se consolidar como uma comercializadora. A partir da UTGCAB, o gás especificado pode ser transportado por meio de duas malhas de transporte: Transportadora Associada de Gás (TAG) e Nova Transportadora do Sudeste (NTS). A carteira inicial será de 300 mil m³/d, mas a previsão é ultrapassar 1 milhão m³/d ao longo de 2025, com o início da produção de Wahoo, na Bacia de Campos (PRIO).

Em dezembro, a ANP autorizou a interconexão bidirecional entre o gasoduto Cabiúnas-Reduc III, de propriedade da NTS, e o gasoduto Cabiúnas-Vitória, de propriedade da TAG, em Macaé/RJ. Essa conexão permitirá que o gás natural seja diretamente movimentado entre as regiões Nordeste e Sudeste do País. A possibilidade de junção de áreas de mercado no transporte, de forma a unir áreas atendidas por diferentes transportadores, permitirá movimentações de gás natural de forma integrada entre diversas transportadoras em uma mesma área de mercado (ANP).

Em julho, a ANP aprovou a Resolução ANP nº 973/2024, que regulamentará as atividades de acondicionamento e movimentação de gás natural comprimido (GNC) a granel, por modais alternativos ao dutoviário. A atividade de distribuição de GNC a granel contribui para o desenvolvimento de novos mercados consumidores de gás, sobretudo em localidades desprovidas de acesso à infraestrutura dutoviária, favorecendo a expansão contínua de redes de distribuição de gás natural canalizado das concessionárias estaduais (ANP).

O MME publicou, em dezembro, a portaria que regulamenta os procedimentos para enquadramento de projetos prioritários no setor de energia. A iniciativa busca agilizar a captação de recursos por meio de debêntures incentivadas e de infraestrutura. Esses títulos oferecem benefícios fiscais aos investidores, como isenção de imposto de renda sobre os rendimentos, tornando-os atraentes no mercado e viabilizando a implementação de projetos que atendem às demandas sociais e econômicas do País. A portaria estabelece critérios detalhados para que projetos sejam considerados prioritários e possam emitir esses títulos. Entre os setores contemplados estão a produção de biocombustíveis e biogás (exceto na etapa agrícola), combustíveis sintéticos com baixa intensidade de carbono e a construção de dutovias de combustíveis (MME).

A transição energética tem ganhado cada vez mais relevância diante dos impactos de eventos climáticos extremos ocorridos, como a seca na Região Amazônica, que limitou a logística fluvial de combustíveis, levando distribuidoras a elevar preços nas localidades (BiodieselBR).

Nesse cenário, diversos projetos de combustíveis renováveis e de baixa emissão foram anunciados no Brasil, reforçando a busca por alternativas mais sustentáveis. O Conselho Nacional das Zonas de Processamento de Exportação (CZPE) aprovou o projeto da mineradora Fortescue para instalação de uma planta de hidrogênio de baixo carbono no Complexo de Pecém (CE). A planta deverá produzir 500 toneladas por dia de hidrogênio a partir da eletrólise da água, utilizando 1,2 GW de energia renovável e possibilitando a produção de aço de baixo carbono no futuro (eixos; ZPE Ceará). O Governo Federal anunciou planos de lançar uma plataforma de financiamento climático para captar recursos internacionais para projetos de hidrogênio no Brasil. Onze projetos de hidrogênio de baixo carbono com pedidos para conexão à rede do Sistema Interligado Nacional somam R\$ 180 bilhões e trariam uma capacidade instalada de 45 GW até 2038 (eixos).

A Petrobras anunciou também que vai construir sua primeira planta-piloto para geração de hidrogênio renovável na Usina Termelétrica do Vale do Açu, em Alto do Rodrigues/RN. O projeto, com orçamento total de R\$ 90 milhões e realizado em cooperação com o Instituto

Senai de Inovação em Energias Renováveis (Senai ISI-ER), terá as obras executadas pela WEG. A previsão é que a planta para teste entre em operação no primeiro trimestre de 2026 (Petrobras).

Houve também incentivos para produção e implementação de outros combustíveis renováveis. Após testes bem-sucedidos realizados entre setembro de 2022 e janeiro de 2024 pela Petrobras, a ANP autorizou a comercialização de óleo combustível marítimo (*bunker*) com 24% de biodiesel. É a primeira autorização concedida pela Agência para a comercialização continuada de bunker com conteúdo renovável para uso em navios (ANP). Os testes indicaram que este combustível reduz as emissões em cerca de 19% com relação ao bunker convencional (Petroneuws). Em agosto, a CMM e a Wärtsilä anunciaram projeto de construção dos primeiros barcos de apoio marítimo do mundo movidos a etanol (eixos).

Em agosto, o BNDES e a Finep anunciaram que disponibilizarão US\$ 6 bilhões para financiamento de projetos de produção de combustíveis sustentáveis de aviação e navegação (ANAC; eixos). No mesmo mês, a Mubadala sinalizou a intenção de priorizar o biorrefino na Bahia, com investimento previsto de US\$ 3 bilhões (Acelen Renováveis). Em setembro, Brasil e Índia assinaram uma declaração de colaboração para alavancar a infraestrutura existente de produção de etanol e biodiesel e promover o intercâmbio de tecnologia, pesquisas conjuntas e iniciativas de desenvolvimento para otimizar os processos de produção de SAF, dentre outros compromissos (MME). Em outubro, Petrobras e Vale firmaram um acordo focado em competitividade e descarbonização, incluindo o uso do Diesel R, um combustível com 18,3% de conteúdo renovável (Petrobras). Em dezembro, o Senado aprovou o Projeto de Lei que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética, que fomenta a substituição de matrizes energéticas poluentes por renováveis (Senado Federal).

A Yara passou a produzir amônia renovável em seu complexo industrial de Cubatão/SP, um insumo com redução de 75% na pegada de carbono, em comparação ao mesmo produto de matriz energética fóssil. Isto porque a empresa passa a utilizar o biometano em sua operação, um biogás purificado e originado com resíduos de cana-de-açúcar, em substituição ao gás natural. O primeiro lote de fertilizante nitrogenado de baixa pegada de carbono a partir de amônia renovável foi entregue, em novembro, à cooperativa Cooxupé de produtores de café baseada em Coxupé/MG (YaraBrasil; Yara).

Ainda no que tange à transição energética, houve também anúncios da implementação de tecnologias ou meios de transporte que emitem uma menor quantidade de gases de efeito estufa. Em agosto, a Comexport anunciou um investimento de R\$ 400 milhões na antiga unidade da Troller em Horizonte/CE para criar uma fábrica multimarcas focada na produção de veículos híbridos e 100% elétricos, com início previsto para 2025 e capacidade inicial de produção de 40 mil veículos (AutoData; Automotive Business).

A Marcopolo anunciou que está desenvolvendo um micro-ônibus híbrido-elétrico a etanol para aplicação única no Brasil, com expectativa de que a produção comece no 1º trimestre de 2025 (Automotive Business). Já a Iveco Bus anunciou o início das vendas de ônibus movido a gás natural e biometano no Brasil (Automotive Business). A General Motors anunciou um

investimento de R\$ 7 bilhões no Brasil até 2028, dos quais R\$ 5,5 bilhões serão destinados à atualização das fábricas de São Caetano do Sul e São José dos Campos/SP e ao desenvolvimento de novas tecnologias como um motor híbrido flex. Ainda não há data de lançamento para modelos híbridos flex, em que o Brasil será o primeiro país a oferecer a tecnologia híbrida com etanol (Automotive Business; AutoData).

No sentido oposto, a Câmara Municipal de São Paulo recuou no Projeto de Lei em que as empresas de ônibus apenas comprariam veículos elétricos, a partir de 2022, para eletrificar totalmente a frota até 2054. No novo texto aprovado, retoma-se o prazo de 20 anos para se alcançar 95% de ônibus elétricos. Uma das principais justificativas foi a dificuldade dos fornecedores de entregarem a quantidade necessária de veículos (Fecombustíveis).

Considerações finais

O semestre ficou marcado pela implementação de leis e regulações relacionadas à transição energética, como a Lei do Combustível do Futuro. Destaca-se também a previsão de investimentos de US\$ 111 bilhões da Petrobras em seu Plano de Negócios 2025-2029, assim como a entrada em operação de novas unidades produtoras de petróleo e anúncios de investimentos em produção de combustíveis renováveis e de tecnologias de baixa emissão de carbono.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

