

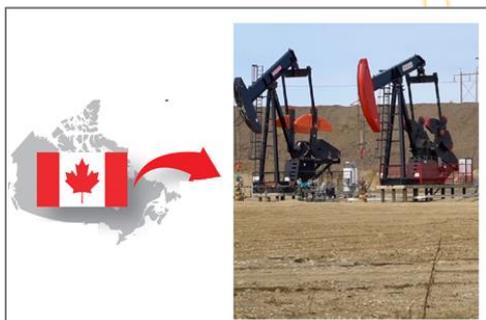
Número 16 – 1º Semestre/2024 – Publicação: Agosto/2024

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

URL: <http://www.epe.gov.br> | E-mail: <mailto:boletim.og@epe.gov.br>



PANORAMA CANADÁ



O Canadá caminha para ser um dos líderes mundiais na produção de petróleo, cujo crescimento é impulsionado pelas areias betuminosas de Alberta, pela produção do oeste e por parte da produção *offshore*, no Atlântico. O país também está entre os cinco maiores produtores mundiais de gás natural, apresentando investimentos crescentes em GNL. Além disso, com a segunda maior extensão territorial do mundo e variedade geográfica, o Canadá apresenta abundância em recursos renováveis, o que, somado aos desenvolvimentos dos recursos fósseis, o torna proeminente na produção e exportação de energia. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL

O período apresentou relativa estabilidade, se comparado ao segundo semestre de 2023. A continuidade de tensões geopolíticas, o aumento da oferta global de petróleo e a desaceleração da demanda foram fatores-chave na cotação do barril, assim como a expansão de E&P em diversos países. No setor de gás natural, houve volatilidade de preços e a busca pela diversificação de fornecedores. **Página 9**



Foto: Adaptado de Kyle Bakx/CBC

ESTATÍSTICAS

Os principais preços internacionais de petróleo e gás natural reduziram em média 1,8% e 24%, respectivamente, no 1º semestre de 2024 em relação ao semestre anterior. A capacidade ociosa da OPEP+ aumentou 16%, enquanto os estoques da OCDE permaneceram pouco abaixo da média 2019-2023. Irã, EUA e Brasil foram os países que mais aumentaram a produção de petróleo nos últimos 5 anos. A União Europeia encerrou o semestre com 77% da sua capacidade de armazenamento de gás natural preenchida, 12% acima da média dos últimos cinco anos. **Página 15**

CONJUNTURA NACIONAL



Com quatro reduções mensais consecutivas, a produção de petróleo e gás natural segue superior ao mesmo período do ano passado. Foram identificados avanços no que tange à regulação de gás natural e aos combustíveis, mobilidade e inovação. Entre os destaques no primeiro semestre, incluem-se o início das obras de ampliação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), a postergação das rodadas de licitação do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, a entrada em operação de novas infraestruturas de gás natural, as rodadas de comercialização do gás, os investimentos em armazenamento e em liquefação, e o retorno de investimentos no setor de fertilizantes, além de iniciativas em CCS. **Página 11**

I. PANORAMA CANADÁ

O Canadá é o segundo maior país do mundo em extensão territorial e uma das dez maiores economias globais, com um setor de serviços dominante, além de ser grande exportador de alimentos e minerais. O Canadá também é um grande produtor, consumidor e exportador de energia. Historicamente, a energia hidrelétrica dominou o mix energético do país, porém, nas últimas duas décadas, a produção de hidrocarbonetos tem crescido em ritmo acelerado. Entre 2012 e 2022, a produção de energia primária do Canadá cresceu a uma taxa média anual de 2,6%. A participação do país na produção global de energia primária aumentou de 3,2% para 3,6% no período, sendo impulsionada principalmente pelo óleo e gás. Em 2022, o petróleo representou 51,7% da produção de energia primária do Canadá, seguida pelo gás natural com 32,4%, contribuindo para que o país seja o sexto maior produtor de energia do mundo (EIA).

Breve histórico da indústria de óleo e gás natural

A história da indústria de óleo e gás no Canadá remonta ao século XVIII. As areias betuminosas¹ de Athabasca, maior recurso petrolífero do país, foram descobertas pelos nativos, que usavam o betume para impermeabilizar canoas, com registros desse uso em 1790 (CAPP).

Porém, o início da exploração petrolífera no Canadá ocorreu somente algumas décadas depois. Em 1850, o geólogo Thomas Sterry Hunt, do Serviço Geológico do Canadá, relatou vazamentos de óleo bruto em pântanos de Enniskillen, na província de Ontário. Em resposta a essa descoberta, Charles N. Tripp fundou, em 1851, a International Mining and Manufacturing Company, a primeira empresa de petróleo da América do Norte. Ao receber relatórios indicando os usos potenciais do óleo bruto, Tripp construiu a primeira planta de produção de asfaltos. Posteriormente, Tripp vendeu sua empresa para James Miller Williams (Centre for Energy). Em 1858, a primeira descoberta comercial de petróleo em Petrolia, Ontário, por Williams marcou o desenvolvimento inicial da indústria petrolífera no Canadá (CAPP).

Com o primeiro grande *boom* do petróleo, Williams começou a perfuração de poços comerciais em Ontário, embora a produção enfrentasse dificuldades devido ao alto teor de enxofre do óleo local, o que afetava a competitividade em relação aos produtos americanos. A indústria só encontraria solução para esse problema

com a invenção do processo Frasch em 1888, que permitiu a remoção dos compostos de enxofre (Centre for Energy).

No final do século XIX, com a expansão dos campos produtores no sudoeste de Ontário, a indústria petrolífera canadense concentrou-se principalmente na produção de querosene. Produtos como parafina, graxa e óleo lubrificante encontravam mercado, mas os produtos mais voláteis, como a gasolina, eram considerados perigosos e frequentemente descartados como resíduo. As primeiras refinarias eram simples, aquecendo o óleo bruto em um vaso fechado para vaporizar os hidrocarbonetos voláteis. Entretanto, a introdução da iluminação elétrica nas cidades canadenses na década de 1880 ameaçou a demanda por querosene (Centre for Energy).

As primeiras descobertas de gás natural no Canadá foram realizadas em Nova Brunswick, em 1859, e no sudoeste de Ontário, em 1866. No entanto, essas jazidas iniciais não foram desenvolvidas. O gás natural foi efetivamente introduzido no país após ser encontrado acidentalmente, em 1883, por uma equipe da Canadian Pacific Railway que perfurava poços em busca de água em Langevin Siding, Alberta. No início, o gás foi usado para cocção e aquecimento residencial, mas após outras descobertas nas proximidades de 1890, o gás natural atraiu indústrias, como fabricação de gesso e tijolos, e o processamento de carne para a região (CAPP).

Após 1911, com as frotas de navio convertendo-se de carvão para óleo, o Canadá incentivou a exploração de fontes domésticas de petróleo. Apesar de alguns sucessos na busca por recursos petrolíferos nessa época, como nos territórios do Noroeste (CAPP), o Canadá dependia de importações para suprir até 90% da demanda interna. As duas Guerras Mundiais, eventos que deixaram o Canadá exposto à sua dependência de óleo externo, fizeram o governo intensificar o estímulo à pesquisa sobre os recursos e métodos de extração nas areias betuminosas do Athabasca, e houve a criação do Conselho de Pesquisa de Alberta (ARC) (RAMP; Centre for Energy).

Na década de 1920, Karl Clark, pesquisador do ARC, desenvolveu um método de separação do betume da areia que consistia basicamente em misturar areias betuminosas com água quente e aerar a mistura resultante, base para a maioria dos projetos de mineração de areias betuminosas hoje (Centre for Energy). Pesquisas seguiram com o método e uma pequena planta, baseada no projeto de Clark, foi construída. No entanto, a

¹ Areias betuminosas (conhecidas em inglês como *oil sands* ou *tar sands*) são uma mistura de areia, argila, água e betume, consideradas um tipo de fonte não convencional de petróleo. O betume em areias betuminosas é extraído através de técnicas especiais de

extração e processamento, incluindo mineração a céu aberto, sendo um óleo espesso e viscoso que requer tratamento para ser transportado por oleodutos (EIA).

constatação de que a produção de óleo a partir de recursos das areias betuminosas possuía viabilidade comercial só viria em 1950 ([Alberta](#)).

Em 1947 ocorreu a grande descoberta de campo petrolífero em Leduc, Alberta, pela Imperial Oil. Esse evento marcou a transição do Canadá de escassez para abundância de petróleo ([Parks Canada](#)) e desencadeou um *boom* de investimentos, o que levou a uma série de descobertas no oeste canadense ([CAPP](#); [Alberta Government](#)).

Após a descoberta de óleo bruto em Leduc, o interesse nas areias betuminosas diminuiu, mas ressurgiu nos anos 1950. O início da era moderna das areias betuminosas começou em 1953, quando o consórcio Great Canadian Oil Sands (que em 1979 se tornaria a Suncor), foi formado. Em 1985, a Imperial Oil conduziu o experimento que demonstrou a viabilidade de extração *in situ* do betume da areia, em Cold Lake, o que estimulou o desenvolvimento de muitos projetos na região. Ao longo do tempo, muitas outras empresas ou consórcios se juntaram ao *boom* das areias betuminosas de Alberta, como Shell Canada, Canadian Natural Resources, Petro-Canada Oil and Gas, Nexen, Total E&P Canada, entre outras ([Alberta Energy and Utilities Board](#); [RAMP](#)).

Reservas e produção de petróleo e gás natural

Em janeiro de 2024, o Canadá tinha reservas provadas de petróleo de 163 bilhões de barris, ocupando o quarto lugar no mundo. As areias betuminosas representam 97% das reservas totais de petróleo do país. Estes grandes depósitos estão espalhados por três regiões em Alberta e Saskatchewan: Athabasca, Peace River e Cold Lake ([EIA](#)). A outra parte da produção de petróleo vem de quatro desenvolvimentos *offshore* em Terra Nova e Labrador: Hibernia, Terra Nova, White Rose e Hebron. O projeto *offshore* West White Rose está em desenvolvimento e há potencial para desenvolvimento futuro de descobertas *offshore* na área Bay du Nord, no entanto, o clima severo e as condições adversas em águas profundas agravam tanto as dificuldades técnicas como os custos de exploração e produção ([CAPP](#); [EIA](#)).

Em 2023, 5,8 milhões de barris por dia (bpd) de petróleo, condensado e líquidos de gás natural foram produzidos no Canadá, crescendo a uma taxa média anual de 3,8% entre 2013 e 2023. Petróleo bruto (incluindo condensado) contribuiu com 2,9% para o crescimento, e o restante de 0,9% veio de líquidos de gás natural (LGN). O petróleo extrapesado de Alberta deve ser misturado com petróleo mais leve, em uma planta de condensado ou pentano, antes que possam fluir através de oleodutos e chegar às instalações a jusante ([EIA](#)).

Outro energético importante, o gás natural, tem a maior parte de suas reservas na Bacia Sedimentar do Oeste Canadense (WCSB), que abrange as províncias de Columbia Britânica, Alberta, Saskatchewan e Manitoba ([CAPP](#)), mas também possui depósitos em outras regiões, como campos *offshore* na costa leste de Terra Nova e Nova Escócia, na região do Ártico e na costa do Pacífico. As reservas comprovadas de gás natural no Canadá foram estimadas em 2,5 trilhões m³ em janeiro de 2024 ([EIA](#)). Além disso, um estudo publicado em 2016 pelo Regulador de Energia Canadense identificou a Bacia de Liard, no noroeste do Canadá, como a nona maior fonte de *shale gas* no mundo, com 6,2 trilhões m³ de gás natural não convencional comercializável ([CER](#)).

Atualmente, a produção de gás natural se concentra em WCSB, embora historicamente também tenha ocorrido na Nova Escócia ([CAPP](#)). Em 2022, o Canadá produziu cerca de 0,5 bilhão de m³ por dia de gás natural, tornando-se o quinto maior produtor do mundo, com contribuição de 5% da produção global ([CAPP](#); [NRCan](#)). No mesmo ano, a produção de gás natural representou quase um terço da produção total de energia primária no Canadá ([EIA](#)).

De 2012 a 2022, a produção de gás natural no Canadá aumentou 14% ([EIA](#)), apesar da redução no número de poços perfurados. Isso se deve ao uso crescente das tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, que resultam em um aumento da produtividade dos poços ([EIA](#); [NRCan](#); [IEA](#)). A Figura 1 mostra as reservas de petróleo e gás ao longo dos anos.

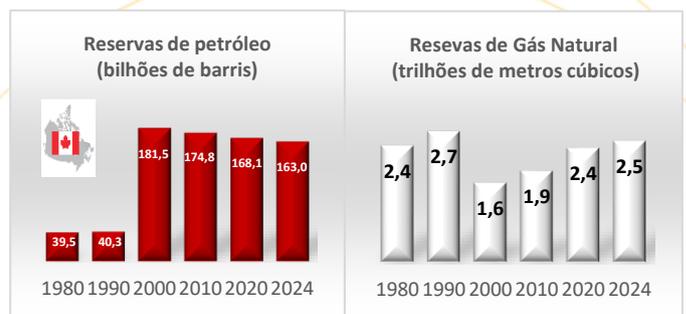


Figura 1. Reservas de petróleo e gás natural do Canadá

Fonte: adaptado de [Energy Institute](#)

Infraestrutura e mercado de gás natural

O gás natural é uma commodity de grande importância, que não só proporciona valor econômico ao Canadá, mas também contribui para a segurança energética da América do Norte. O país exportou 46% da produção de gás natural e foi o sexto maior exportador mundial, com 7% das exportações globais em 2022 ([NRCan](#)). A maior parte dessas exportações é destinada aos Estados Unidos. No entanto, novos projetos de infraestrutura, como instalações de gás natural liquefeito

(GNL) na costa oeste, permitirão ao Canadá alcançar novos mercados, como China, Índia e outras regiões da Ásia-Pacífico (CAPP).

O mercado de gás natural do Canadá é altamente integrado com o dos Estados Unidos, devido à localização das bacias de fornecimento, centros de demanda e disponibilidade de infraestrutura de transporte, além dos acordos comerciais existentes entre os dois países. As importações de gás natural dos EUA para o leste do Canadá estão aumentando devido à maior oferta no nordeste dos EUA, que fica próximo a essa região do Canadá. Por outro lado, as exportações canadenses para o oeste e centro-oeste estadunidenses permanecem bastante significativas, sendo o país responsável por 99% das importações de gás natural pelos EUA (NRCan).

A agência que regula o mercado de energia no Canadá tem sob sua jurisdição mais de 48 mil km de gasodutos em operação que cruzam fronteiras internacionais ou de províncias, como mostra a Figura 2 (CER).

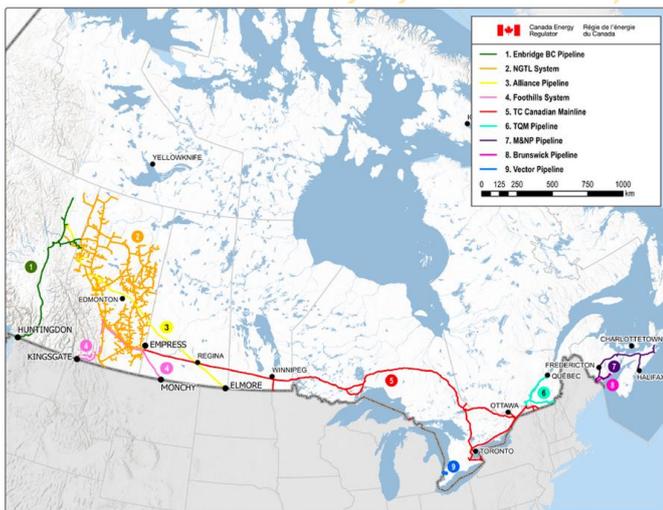


Figura 2. Infraestrutura de Gás no Canadá

Fonte: NRCan

O Canadá também possui infraestruturas subterrâneas para armazenar gás durante o verão, quando a demanda é menor, e utilizar no inverno, quando a demanda por aquecimento aumenta significativamente, com capacidade total de quase 27 bilhões m³.

Atualmente, existem oito projetos de exportação de GNL em diferentes estágios de desenvolvimento, com potencial total de 71 bilhões m³ de GNL, todos na Columbia Britânica. Desses projetos, o GNL Canada em Kitimat será a primeira planta de exportação de GNL em larga escala do Canadá, com início previsto para 2025, enquanto a maioria dos outros projetos tem previsão de início da operação entre 2027 e 2030. O Canadá também possui quatro plantas de liquefação de gás natural e dois terminais de importação

de GNL que atendem ao mercado doméstico, embora a maioria opere com volumes baixos (EIA; NRCan).

O consumo de gás natural no Canadá aumentou em média 2% ao ano entre 2012 e 2022, quando chegou a 365 milhões m³ por dia (EIA; CAPP). O Canadá usa gás natural diariamente para aquecer casas, gerar eletricidade e, em muitas residências e restaurantes, na cocção de alimentos. O gás também tem um papel importante na produção de fertilizantes, plásticos e outros produtos industriais canadenses, o que torna o setor industrial o maior consumidor de gás natural no Canadá, com 32% da demanda total de 2022. O consumo de gás natural é maior em Alberta (44%), seguido por Ontário (30%) e Colúmbia Britânica (9%) (EIA).

No setor elétrico, o gás atua no suporte a fontes de energia renováveis intermitentes, devido às características de flexibilidade de suas usinas. Ademais, o país se comprometeu a eliminar o uso de carvão para geração de energia até 2030 e, com isso, novas usinas térmicas a gás natural estão substituindo as usinas a carvão. Em 2022, 10,8% da geração de eletricidade do Canadá consumiu gás natural (EIA).

Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

Em 2022, o consumo doméstico de derivados de petróleo no Canadá foi da ordem de 1,8M bpd, distribuídos sobretudo por: gasolina (42%), diesel (32%), jet fuel (8%), coque de petróleo (4%), asfalto (2%) e outros produtos (12%). Do total do consumo de derivados, 8% referem-se a produtos importados, especialmente dos EUA (69%). Por outro lado, 15% da produção de derivados foram exportados, notadamente para os Estados Unidos (NRCan). A capacidade nominal média do parque de refino do Canadá (2013-2023) é de 1,96 milhão bpd, apresentando valores constantes nos últimos três anos e pico de carga processada de 1,82 milhão bpd, em 2019.

O fator de utilização médio do último triênio no parque de refino foi de 85%, com valor mínimo de 77%, ocorrido em 2020, em função da pandemia COVID 19, mas com recuperação já em 2021, nos níveis pré-pandemia (Energy Institute).

Em 2023, havia quatorze refinarias em operação no Canadá, concentradas em seis províncias, das quais Alberta e Ontário, respondiam por 49% da capacidade total (EIA).

No oeste do Canadá e em Ontário, quase 50% do petróleo processado pelas refinarias é petróleo leve e doce convencional e outros 25% são petróleos sintéticos de alta qualidade.

O petróleo sintético é um petróleo leve derivado da melhoria de areias betuminosas². A maior parte do petróleo restante processado por essas refinarias é petróleo pesado e ácido. Refinarias no Canadá Atlântico e Quebec são dependentes de petróleo importado³ e tendem a processar uma lista de petróleos mais diversificada do que suas contrapartes no Canadá Ocidental e Ontário. Essas refinarias têm a capacidade de comprar petróleo produzido em quase qualquer lugar do mundo e, portanto, têm uma maior flexibilidade e opções para compra de petróleo ([Government of Canada](#)). A Refinaria de Petróleo Irving em Saint John, New Brunswick, é a maior refinaria do Canadá, com capacidade de 320 mil bpd ([CER](#)). É uma refinaria estratégica no abastecimento de derivados de petróleo para as províncias do Canadá Atlântico e para o nordeste do EUA. Também é proprietária de mais de 900 postos de abastecimento de combustíveis no leste do Canadá e na Nova Inglaterra, uma refinaria na Irlanda e vende óleo de aquecimento e propano ([Irving](#)). A refinaria de Irving Oil precisará fazer investimentos significativos para cumprir as políticas de emissões líquidas zero, incluindo a produção de combustíveis de baixo carbono ([Atlantic Economic Council](#)).

Nesse contexto de transição energética, a Refinaria em Come by Chance, Terra Nova, foi desativada pela proprietária North Atlantic em março de 2020 e, sob nova composição societária, foi reconvertida na Refinaria Braya Renewable Fuels para produzir combustíveis renováveis (SAF e diesel verde). A localização da refinaria oferece como principal vantagem, o acesso global a matérias-primas e aos mercados do Canadá, EUA, México e Europa ([CER](#); [Braya](#)).

A Refinaria Sturgeon em Redwater, Alberta, é a primeira refinaria do Canadá construída com tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS). Com capacidade de capturar até 1,3 milhão de toneladas de carbono por ano, o CO₂ capturado é transportado na Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)⁴ e vendido a terceiros para recuperação aprimorada de petróleo e armazenamento permanente ([CER](#)). A refinaria Sturgeon possui capacidade de 79 mil bpd, sendo 50% do ativo propriedade da província de Alberta, participação

pública administrada pelo Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC) com objetivo de maximizar o valor das areias betuminosas da referida província. No projeto, a produção de diesel de muito baixo teor de enxofre (equivalente ao S10 no Brasil) nesta refinaria pode ultrapassar 40 mil bpd ([APMC](#); [Sturgeon](#)).

Em 2023, 92% das exportações de petróleo do Canadá foram para os Estados Unidos. As regiões do interior dos Estados Unidos, particularmente as regiões do Centro-Oeste (PADD⁵ 2) e das Montanhas Rochosas (PADD 4), são altamente integradas aos mercados de petróleo do Canadá, cujo petróleo compõe uma parcela significativa dos insumos de refinaria dos EUA nessas regiões. Por esse motivo, o Canadá é o principal fornecedor de petróleo para os EUA, representando 60% das importações de petróleo, em 2023. As importações dos EUA de derivados de petróleo do Canadá representaram 18% do total de importações de derivados dos EUA ([EIA](#)). Os oleodutos são o principal meio de transporte do Canadá para exportação de petróleo. Em 2023, 3,65 Mbd foram exportados por oleodutos. Enquanto isso, 0,12 Mbd foram transportados por ferrovia e 0,21 Mbd foram exportados por embarcações marítimas.

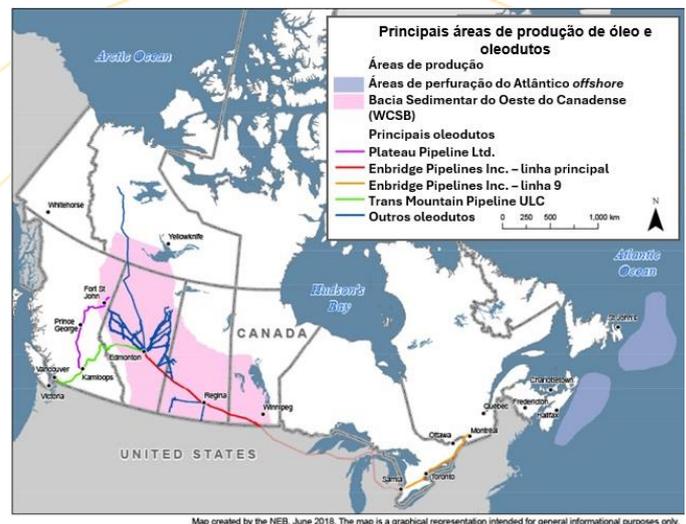


Figura 3. Principais áreas de produção de petróleo e oleodutos

Fonte: Adaptado de [CER](#)

² O betume pode ser melhorado em um óleo sintético mais leve ou diluído com condensado de hidrocarboneto leve, que é chamado de betume diluído ou dilbit. O dilbit contém cerca de 60% de betume, o que produz muito resíduo durante a destilação. As refinarias de dilbit exigem muita capacidade de conversão de resíduos, o que as refinarias do Canadá não têm. Como resultado, quase 95% do dilbit de Alberta é exportado para os Estados Unidos, deixando muito pouco dilbit para ser usado no Canadá. Os *Upgraders* são refinadores parciais que convertem o resíduo do betume e removem todo o enxofre, tornando o óleo sintético mais fácil de processar. Este processo o torna ideal para refinarias menos sofisticadas, como as do Canadá. Cerca de metade do óleo sintético produzido em Alberta é vendido domesticamente, e o restante é exportado para os Estados Unidos ([EIA](#)).

³ A importação é necessária porque as refinarias do leste do Canadá não estão conectadas por oleodutos aos suprimentos de produção de petróleo doméstico.

⁴ A Alberta Carbon Trunk Line é um sistema de coleta, transporte e armazenamento de CO₂ usado para recuperação aprimorada de petróleo (EOR) no reservatório de óleo de Clive. O projeto tem o potencial de se conectar a outros emissores industriais na região e pode eventualmente transportar até 14,6 Mtpa para EOR ou armazenamento em aquíferos, potencialmente tornando-se um dos maiores projetos de CCS do mundo ([CER](#)).

⁵ A Administração de Petróleo para Distritos de Defesa (PADDs) são agregações geográficas dos 50 Estados e do Distrito de Columbia em cinco distritos: PADD 1 é a Costa Leste, PADD 2 o Centro-Oeste, PADD 3 a Costa do Golfo, PADD 4 a Região das Montanhas Rochosas e PADD 5 a Costa Oeste. Devido à sua grande população, PADD 1 é ainda dividido em sub-PADDs. Os PADDs permitem uma análise regional das movimentações de petróleo e derivados nos EUA ([EIA](#)).

Ainda assim, os produtores de petróleo do Canadá enfrentam desafios complexos de mercado e logística. A capacidade de transporte de oleodutos que atendem mercados estrangeiros é menor do que o suprimento de petróleo do oeste do Canadá.

Os produtores de petróleo canadenses dependem de ferrovias para transporte, pois os oleodutos de exportação estão operando em plena capacidade. Desde 2022, o oleoduto Marathon Capline permitiu que os produtores aumentassem o fluxo de areias betuminosas de Alberta através da Costa do Golfo até a Ásia. O Trans Mountain Expansion Project (TMX) está em operação desde maio de 2024 e triplicou a capacidade do oleoduto para a Costa do Pacífico do Canadá, permitindo a exportação para mercados globais. O oleoduto corre paralelo à rota do oleoduto existente de 1151km entre o Condado de Strathcona (perto de Edmonton) e Burnaby, Columbia Britânica, que é o único oleoduto de petróleo do Canadá para sua Costa Oeste (EIA).

Estratégias de descarbonização, transição e segurança energética

O Canadá tem diversas iniciativas para apoiar a transição para combustíveis de baixo carbono, incluindo precificação de carbono, regulamentações de combustíveis limpos, eliminação gradual do carvão, expansão de usinas nucleares, regulamentações de metano, programas de eficiência energética e a descarbonização do setor de transporte. As emissões de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas à energia do Canadá, provenientes do consumo de petróleo e carvão, diminuiram, enquanto o gás natural aumentou entre 2012 e 2022. No entanto, em 2022, o petróleo continuou sendo a maior fonte de emissões de CO₂ relacionadas à energia, com 51% do total. Em dezembro de 2023, o Canadá propôs um sistema de limite e comércio para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de petróleo e gás natural com o intuito de atingir emissões líquidas zero até 2050 (EIA). O Canadá lançou a Estratégia de Hidrogênio em dezembro de 2020 com o objetivo de se tornar um líder global na economia do hidrogênio, beneficiando-se dos seus ricos recursos naturais para produzir hidrogênio de baixo carbono e sua liderança tecnológica em células a combustível e CCS. O oeste do Canadá tem foco no hidrogênio azul⁶ (notavelmente em Alberta, ao redor do *hub* de hidrogênio de Edmonton), enquanto as províncias do leste, ricas em hidrelétricas e renováveis, se concentram principalmente no hidrogênio verde⁷. No final de 2023, nove projetos de hidrogênio de baixo carbono estavam em construção, com uma capacidade de

produção combinada de 173 ktH₂/ano até 2025, e trinta e oito projetos estavam em vários estágios de desenvolvimento, representando uma capacidade combinada de 4 MtH₂/ano. Atualmente, a maioria dos grandes projetos de hidrogênio de baixo carbono é dedicada ao refino/petroquímica, com poucos incentivos para desenvolver em outras aplicações. Os primeiros projetos para exportar amônia limpa para a Europa e Ásia estão em andamento, com exportações previstas para começar em 2025 (Cedigaz).

O mercado de biocombustíveis do Canadá foi impulsionado por regulamentações federais e provinciais. Observa-se o aumento da demanda, particularmente etanol e diesel renovável, crescendo a uma taxa média anual de 7,6% entre 2012 e 2022, tornando o país o sétimo maior consumidor de biocombustíveis do mundo. A indústria foi responsável por 58% do consumo total de biocombustíveis, seguida pelo transporte (22%) e uso residencial (20%) (EIA).

O CCS é uma das principais ferramentas propostas pela indústria de petróleo e pelo governo canadense para suas estratégias de descarbonização. Atualmente, há sete projetos CCS operacionais no Canadá, cinco dos quais estão relacionados ao setor de petróleo e gás, a maioria usa o carbono capturado para impulsionar a produção de petróleo e gás por meio de EOR (IISD). Alberta, com suas diversas operações industriais e grandes capacidades de armazenamento de CO₂, é uma das primeiras líderes no desenvolvimento de *Hubs* de CCS. O Hub Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), um gasoduto de 240 km e em operação desde 2020, já transportou mais de quatro milhões de toneladas de CO₂ para armazenamento (equivalente a emissões de aproximadamente 900 mil veículos leves). A Wolf Midstream, proprietária e operadora da ACTL, iniciou a construção de um duto de 40 km através do coração industrial de Alberta, a nordeste de Edmonton, um centro de indústria pesada com mais de 40 plantas que produzem combustível, fertilizantes, hidrogênio, produtos petroquímicos e outros produtos (CER).

Além disso, um complexo de hidrogênio azul de US\$ 1,6 bilhão está sendo construído pela Air Products, perto de Edmonton e terá acesso para ACTL quando estiver instalado e funcionando no final de 2024. A Air Products fornecerá hidrogênio para uma nova planta de produção de diesel renovável que está sendo construída pela Imperial Oil. Estima-se que 3 milhões de toneladas de CO₂ por ano serão capturadas no complexo e transportadas para armazenamento pelo ACTL Edmonton Connector (Canadian Energy Centre).

⁶ Hidrogênio azul se refere ao hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do gás natural associado ao CCS. Mais informações podem ser consultadas em: [EPE](#).

⁷ Hidrogênio verde se refere ao produzido a partir da eletrólise da água associada a fontes renováveis de energia. Mais informações podem ser consultadas em: [EPE](#).

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O primeiro semestre de 2024 foi um período de relativa estabilidade, em comparação à segunda metade de 2023, na indústria internacional de óleo e gás. O período foi marcado pela continuidade de eventos anteriores, com diversos países adotando estratégias para atenuar os efeitos adversos sobre seus mercados. Entre os acontecimentos mais relevantes no mercado de petróleo, destacam-se: aumento da oferta global de óleo; desaceleração do crescimento da demanda; e queda dos preços de óleo bruto ao nível mais baixo em meses, no começo de junho (IEA).

No que tange aos conflitos geopolíticos, observa-se um impacto significativo no comércio de combustíveis. A ofensiva de Israel na Faixa de Gaza tem afetado a região do Mar Vermelho⁸ desde o início do ano, onde o trânsito de óleo e gás está praticamente parado, representando um risco para as perspectivas de curto prazo do mercado (IEA). Para evitar a região, embarcações de petróleo têm contornado o continente africano. O tempo de percurso aumentou em duas semanas, com um adicional no custo com combustíveis por viagem (ida e volta) de US\$ 1 milhão (Reuters, Reuters). Estimase que o custo de transporte aumentou quase 80%, sendo as refinarias europeias as maiores prejudicadas, precisando importar mais petróleo dos EUA como alternativa para o produto do Oriente Médio (Reuters). A navegação de GNL nessa área havia sido suspensa devido a ataques repetidos de foguetes pelos Houthis, um grupo militante do Iêmen. Na mesma semana de junho em que esse grupo havia afundado um navio de carga de carvão, uma embarcação com GNL navegou pela região, sendo a primeira a fazer isso desde janeiro. O Asya Energy teve êxito em passar pelo estreito de Bab al-Mandab e seguiu para Gibraltar (Reuters).

O mercado internacional de gás natural ainda sofre consequências do conflito Rússia-Ucrânia⁹, havendo volatilidade dos preços e uma busca por mais fornecedores, devido à interrupção do gás russo (IEA). Nesse contexto, a Europa segue investindo em fontes de energia mais sustentáveis e diversificadas, além de buscar variar

seu fornecimento de gás natural (Parlamento Europeu). Os ataques à infraestrutura de energia da Ucrânia tornaram-se mais frequentes, como em instalações de armazenamento de gás subterrâneo (BBC News; IEA). A Rússia, por sua vez, continua sujeita a desafios logísticos por causa do conflito. Em janeiro, 10 milhões de barris de petróleo russo ficaram retidos em navios-tanque, na costa da Coreia do Sul, sem poderem ser comercializados, devido às sanções dos EUA. Impossibilitada de comercializar óleo bruto para vários países, a Rússia tem utilizado navios como unidades de armazenamento flutuante (Reuters). Além disso, suas refinarias têm sido alvo de operações militares ucranianas desde o começo do ano¹⁰, afetando cerca de 14% da capacidade de refino do país no primeiro trimestre (Reuters). Como medida mitigadora, o governo russo decidiu suspender¹¹ por seis meses as exportações de gasolina, com início em 1º de março¹², para controlar os preços internos diante do aumento excessivo da demanda interna¹³ e permitir a recuperação das refinarias atacadas¹⁴ (Reuters, Reuters).

No que tange à demanda global de petróleo, era esperado que seu crescimento desacelerasse, passando de 2,3 milhões de barris por dia (bpd) em 2023 para 1,2 milhão bpd em 2024 (IEA). Porém, os dados mostraram um crescimento de apenas 960 mil bpd (cerca de 200 mil bpd abaixo das projeções), de janeiro a junho de 2024 (IEA). Essa diminuição é atribuída ao fim do período de recuperação pós-pandemia, ao menor crescimento do PIB comparativamente ao histórico nas grandes economias (como China e EUA), aos efeitos das melhorias na eficiência energética e à maior eletrificação da frota de veículos (IEA). O mercado global de petróleo tem dado atenção à Ásia não-OCDE, pois países como China e Índia têm apresentado as maiores contribuições para o crescimento da demanda¹⁵. O crescimento dos petroquímicos tornou-se o principal pilar do crescimento da demanda global, acompanhando de perto o aumento da oferta de líquidos de gás natural¹⁶ (LGNs), que são matéria-prima importante para sua produção (IEA).

⁸ Sobre o conflito, a continuidade das agressões e os repetidos fracassos em estabelecer um cessar-fogo influenciam na permanência do embate no Mar Vermelho (Reuters).

⁹ O mercado europeu de GNL sofreu recentes transformações, com o aumento da demanda para substituição de importações do gás russo (ACER).

¹⁰ A refinaria de Norski foi danificada em março, reduzindo sua capacidade de processamento em 50%. No mês seguinte, a refinaria de Taneco, com capacidade para processar cerca de 324 mil barris por dia (b/d), também foi atacada (Reuters).

¹¹ O banimento não se aplica aos membros da União Econômica da Eurásia, à Mongólia, ao Uzbequistão e duas regiões separatistas da Geórgia apoiadas pela Rússia (Reuters).

¹² Após o anúncio da medida, o preço da gasolina russa, que havia aumentado 22% desde 1º de janeiro, teve uma queda de 5,7% nos preços de atacado (Reuters, Reuters).

¹³ Essa maior demanda foi atribuída à expectativa de um possível aumento no preço de combustíveis, devido à eleição presidencial russa, que ocorreu em março (Reuters).

¹⁴ A disponibilidade de gasolina e óleo diesel para abastecimento interno tem sido sustentada pelas restrições às exportações. As exportações de óleo diesel, óleo combustível, nafta e outros produtos refinados foram, em média 1,81 milhão b/d durante o período, mais de 830 mil b/d abaixo dos níveis de janeiro, quando os ataques começaram (Reuters).

¹⁵ Espera-se que o crescimento das ofertas globais de petróleo, liderado pelos produtores não-OPEC+, supere as previsões de demanda a partir de 2025 (IEA).

¹⁶ Líquidos de gás natural são hidrocarbonetos oriundos do gás natural com mais de dois átomos de carbono, como etano, propano e butano (EIA).

O aumento da produção de LGNs e de condensados também tem sido um foco de grandes produtores de petróleo, como a Arábia Saudita. A Aramco revisou sua estratégia de expansão na produção de petróleo bruto, e decidiu suspender seus planos de aumento da capacidade produtiva de 12 para 13 milhões bpd. Esta decisão está ligada à fase de transição da empresa para uma matriz energética mais diversificada¹⁷, refletindo a prioridade do país em fortalecer o suprimento doméstico de gás, e indicando o reconhecimento do excesso de capacidade global na produção de petróleo bruto (IEA). A Arábia Saudita possui projetos de energia verde, incluindo o desenvolvimento de instalações de grande porte para produção de amônia e de hidrogênio de baixa emissão. O país está ativamente diversificando seu portfólio energético, mas ainda buscando manter sua liderança no setor de petróleo e gás (AGBI).

O aumento da oferta mundial de petróleo foi consequência de diversos países estarem expandindo seus setores de exploração e produção. Ainda assim, a OPEP+ mantém sua influência sobre o mercado internacional, representando 40% da produção e possuindo cerca de 70% das reservas mundiais provadas de óleo cru (EIA). Alguns membros da Organização chegaram a produzir além de suas cotas mensais, e foram pressionados a exercer cortes compensatórios (Reuters).

Ao longo do semestre, as expectativas do mercado sobre esses cortes da OPEP+ tiveram forte influência sobre os preços de referência do petróleo. Ocorreram flutuações no preço do barril de petróleo, devido às expectativas sobre a possibilidade de os cortes de produção serem mantidos ou suspensos. Também havia descrença, por parte de agentes de mercado, de que esses cortes seriam efetivos em aumentar os preços do barril de petróleo ou em impedir o acúmulo de estoques globais (Reuters).

Apesar das variações não terem sido muito bruscas (se comparadas à segunda metade do ano passado), a cotação também foi afetada pelas tensões geopolíticas no Oriente Médio e na Europa. Ademais, em abril, os maiores preços do Brent e WTI Cushing, como mostra a Figura 4, relacionam-se à série de ataques da Ucrânia a refinarias russas (IEA). Após esse aumento, a desaceleração da demanda por petróleo (principalmente por parte da China) contribuiu para a queda dos preços até o final de maio. Em junho, a cotação voltou a subir quando a OPEP+ decidiu suprimir gradativamente, a partir de outubro de 2024, o corte voluntário de 2,2 milhões bpd, que deverá

ser suspenso em setembro de 2025. No entanto, o corte de produção de 3,6 milhões bpd será mantido até dezembro de 2025 (OPEC; S&P Global; Reuters).



Figura 4. Preços internacionais do petróleo (EIA)

Mesmo com eventos geopolíticos relevantes, os cortes de produção ajudaram a controlar o potencial de queda do preço, ao mesmo tempo em que maiores estoques contribuíram para limitar o aumento dos preços de óleo bruto, configurando certa estabilidade globalmente (EPBR).

No mercado global de gás natural, a Ásia representou cerca de 60% do crescimento da demanda em termos anuais, com China e Índia apresentando um aumento um pouco maior do que 10%. Houve uma expansão moderada na oferta de GNL na primeira metade de 2024, aumentando 2% em relação ao mesmo período de 2023 (concentrado no primeiro trimestre do ano). Isso resultou de um declínio na produção de GNL, impulsionado por problemas de fornecimento de gás de alimentação e interrupções inesperadas em plantas de liquefação (IEA).

Nos Estados Unidos, a produção de gás natural seco diminuiu no primeiro semestre de 2024¹⁸, mas o país manteve sua posição como um dos maiores produtores mundiais desse recurso, demonstrando sua relevância no cenário energético internacional (Energy Intelligence; IEA). As exportações estadunidenses de gás atingiram 42,7 milhões de toneladas (Mt) (crescimento de 2,5% ano a ano), sendo os principais compradores a Europa (com uma queda de 16%) e a Ásia (com um aumento de 22%) (Energy Intelligence). Com isso, os EUA se mantiveram entre os maiores exportadores mundiais de GNL, apresentando vários projetos de terminais em execução, além dos que estão previstos. Expansões esperadas em

¹⁷ O país está comprometido em triplicar sua capacidade em energias renováveis até 2030, dentro de uma estratégia mais ampla para explorar o potencial máximo do país. Essas iniciativas fazem parte de um esforço estratégico para diversificar a economia nacional, reduzindo a dependência das receitas provenientes do petróleo e

contribuindo de forma significativa para a mitigação das mudanças climáticas globais (Energy Intelligence).

¹⁸A produção total de gás natural seco dos EUA diminuiu de 3,020 bilhões m³/d para 2,877 bilhões m³/d em abril (EIA) e 2,777 bilhões m³/d em maio (Jodi).

terminais existentes e o comissionamento de novas instalações contribuirão para o aumento da oferta mundial de GNL, podendo-se citar: a expansão do Freeport LNG; o *ramp up* da fase 1 do Plaquemines LNG, e; o início do estágio 3 de Corpus Christi (IEA)¹⁹.

Ao passo que os EUA estão entre os maiores exportadores mundiais de GNL, a China ainda é o maior importador, com expectativa de comprar cerca de 80 Mt em 2024. Como principal representante do mercado asiático, a previsão é que o país tenha um aumento entre 9% e 12% em relação às 71,2 Mt importadas em 2023, o que estaria ligado diretamente à maior demanda dos setores comercial e industrial (Reuters). Já a Índia, sendo o quarto maior importador de GNL do continente asiático, viu a oferta primária de gás aumentar cerca de 10% ano a ano, de janeiro a maio de 2024. O setor de fertilizantes ainda é o maior consumidor de gás no país, seguido pela distribuição de gás e geração de energia. Espera-se que a capacidade de regaseificação indiana será ampliada com o novo terminal Chhara, previsto para o final de 2024, que adicionará cerca de 3,15 Mt à capacidade do país (Reuters; BBC News).

De acordo com a Figura 5, os principais marcadores de preços de gás natural no 1º semestre de 2024 se reduziram em média de 24% em relação ao 2º semestre de 2023 (-21% no Henry Hub; -23% no NBP e TTF; -26% no JKM, e -25% no GNL importado pelo Japão)²⁰.

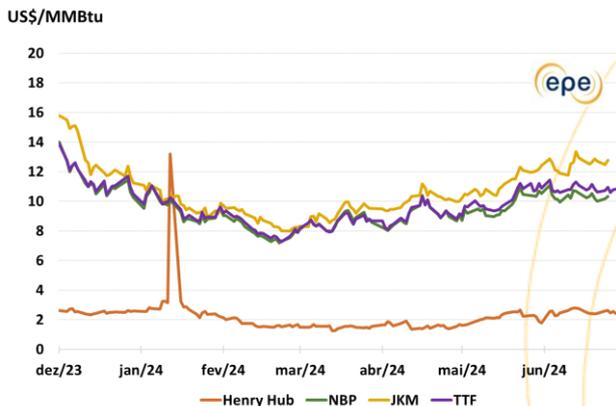


Figura 5. Preços internacionais de gás natural (EIA; ICE; S&P Global; S&P Global)

¹⁹ O maior terminal operacional dos EUA, por capacidade nominal em 2024 é o Sabine Pass (29,5 Mt), seguido por Freeport (15 Mt), Corpus Christi (15 Mt), Cameron (13,5 Mt) e Calcasieu Pass (12,06 Mt) (Global Energy Monitor).

²⁰ O pico do Henry Hub foi devido a uma onda de frio que atingiu os EUA durante o fim de semana que teve início em 12/1/2024. Esse evento fez com o que preço do gás alcançasse 13,20 USD/MMBtu (EIA; Reuters).

²¹ Dois invernos amenos consecutivos, a redução do consumo de gás natural e o aumento da geração de eletricidade renovável, resultaram em estoques de armazenamento recordes ao final da estação de aquecimento (EIA; Reuters). Em 1º de abril de 2024, os estoques de gás natural na Europa atingiram 59% de capacidade, o

Essa redução foi impulsionada pelas quedas no primeiro trimestre de 2024 em relação ao quarto trimestre de 2023 (-22% no Henry Hub; -36% no NBP e TTF; -39% no JKM e -37% no GNL importado pelo Japão), em razão do inverno com temperaturas amenas e o nível dos reservatórios de armazenamento de gás natural na Europa, na Ásia e nos EUA²¹. (EIA; S&P Global; ICE; JOGMEC).

Nos EUA, os preços do gás natural caíram no início do ano devido ao inverno mais quente já registrado no país (NOAA; EIA), que reduziu a demanda para aquecimento de ambientes (EIA). Após a tempestade de inverno Heather (EIA), em meados de janeiro, e devido aos preços mais baixos²², observou-se um declínio na produção de gás do país. Como resultado, menos gás foi injetado no armazenamento dos EUA no início da temporada de injeção (abril-outubro) (EIA). Apesar da diminuição nas injeções, os estoques operacionais nos EUA permaneceram relativamente elevados, atenuando o aumento nos preços ocasionado pela diminuição da produção de gás no país (EIA; EIA).

No mercado asiático, houve um crescimento na procura por gás natural que, combinado a uma restrição na oferta mundial, contribuíram para o aumento dos preços globais do gás no segundo trimestre (IEA). Na Europa e na Ásia, os preços médios no primeiro trimestre de 2024 estavam entre US\$ 8 e US\$ 10/MMBtu e subiram para o patamar entre US\$ 10 e US\$ 13/MMBtu em junho de 2024. Em contraste, os preços no Henry Hub se reduziram a valores mínimos históricos no primeiro trimestre, com US\$ 1,49/MMBtu em março de 2024, e encerraram o semestre a US\$ 2,54/MMBtu (EIA; EIA; EIA; S&P Global; ICE; JOGMEC).

No contexto sul-americano, o crescimento de gás natural na Venezuela²³ foi de 0,65 bilhão m³ (bcm) (13% ano a ano) de janeiro a abril de 2024, impulsionado pelo setor de energia (IEA). Em março, a Chevron reiniciou as perfurações em um campo petrolífero venezuelano ainda intocado, na área do Cinturão de Orinoco. O campo foi considerado fundamental para a empresa aumentar sua produção na região, já que a expectativa é de que os outros dois campos operados por ela entrem em declínio em breve.

nível mais alto já registrado para o período (AGSI+; EIA). No final do 1º semestre de 2024, os estoques estavam 77% cheios, 12% acima da média dos últimos cinco anos (AGSI+).

²² Nos EUA, o ambiente de elevada produção de gás natural (que havia atingido recorde de 3 bilhões m³/d em novembro e dezembro de 2023), juntamente ao baixo consumo de gás natural e aos estoques de gás natural superiores à média de cinco anos anteriores, contribuíram para a queda dos preços no Henry Hub em 2024 (EIA; EIA; EIA).

²³ O país voltou a sofrer sanções dos EUA, que estavam suspensas desde outubro de 2023, após as eleições presidenciais venezuelanas (Reuters).

As operações no novo campo fazem parte de um plano para perfurar até 30 novos poços até 2025. Espera-se que o fluxo aumente a produção global nos três empreendimentos conjuntos da Chevron com a estatal PDVSA em 35%, para 250 mil bpd até 2025, com maior fornecimento para os EUA ([WO](#)).

Na Colômbia, o consumo de gás natural cresceu 17% no primeiro semestre de 2024 (0,8 bcm), devido a usinas hidrelétricas indisponíveis e ondas de calor intenso ([IEA](#)).

No México, a refinaria de Olmeca ainda não entrou em plena operação, apesar de ter sido inaugurada há dois anos. A unidade foi projetada para processar 340 mil bpd de óleo cru, com um investimento de US\$ 16 bilhões. Em junho, o governo mexicano afirmou que a refinaria adicionará 163 mil bpd à capacidade de processamento de petróleo do país, ainda em 2024, o que é fundamental para diminuir sua dependência em importações de gasolina e óleo diesel ([Reuters](#); [Reuters](#)).

No que tange novos investimentos, em julho, a empresa estatal de petróleo boliviana, YPF, anunciou que pretende investir cerca de US\$ 400 milhões em perfurações em um recente campo de gás natural. Estima-se que o recém-descoberto campo, denominado de Mayaya X-1, contenha cerca de 41 bcm de gás. A empresa também acredita que a área, situada ao norte da capital administrativa do país, La Paz, pode abrigar cinco reservas de gás de tamanho semelhante. Essa descoberta, a maior desde 2005, elevará os recursos de gás natural existentes na Bolívia, que enfrenta uma crise energética relacionada a anos de declínio na produção de petróleo e gás ([Reuters](#); [BBC News](#)).

O continente africano também apresentou desenvolvimentos importantes no mercado de óleo e gás. Após anos de atrasos na construção e um investimento de US\$ 20 bilhões, a refinaria de Dangote foi inaugurada em janeiro, na Nigéria, inicialmente refinando 350 mil bpd de petróleo e produzindo inicialmente apenas óleo diesel e combustível de aviação²⁴ ([Reuters](#), [S&PGlobal](#)). Nos meses seguintes, passou a fabricar gasóleo com o objetivo de exportá-lo, principalmente para países da África Ocidental. Em maio, as exportações desse produto chegaram a 100 mil bpd, aumentando a participação da Nigéria no mercado internacional e influenciando as exportações de gasóleo da União Europeia e do Reino Unido para a África Ocidental, que foram reduzidas ao menor

nível em quatro anos (29 mil bpd). As exportações russas para o continente também foram afetadas, chegando à menor quantidade em oito meses (87 mil bpd) ([Reuters](#)). Em junho, iniciou-se a produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre (ULSD). Tal fato foi relevante, uma vez que a maioria das importações de combustíveis do continente africano consiste em produtos petrolíferos com teor de enxofre entre 2 e 3 mil ppm. Assim, o óleo diesel produzido na Nigéria poderá contribuir para a comercialização de combustíveis de melhor qualidade na região ([Reuters](#)). O Grupo Dangote também possui planta petroquímica e de fertilizantes, necessitando de um suprimento de gás natural para sua operação. Em fevereiro, a Shell tomou a decisão final de investimento para construir uma linha de abastecimento. A instalação deverá fornecer 100 milhões de pés cúbicos/dia de gás para a planta por 10 anos ([Reuters](#)).

Considerações finais

Nos primeiros seis meses de 2024, o mercado de petróleo e gás exibiu uma relativa estabilidade em contraste com a volatilidade observada no final de 2023. Eventos geopolíticos significativos, como o conflito na Ucrânia e as tensões no Oriente Médio, continuaram a impactar o cenário global. No entanto, a implementação de estratégias por diversos países para mitigar os efeitos adversos tem contribuído para a estabilização dos mercados. O aumento da oferta global de petróleo e a desaceleração no crescimento da demanda foram fatores determinantes neste período. Na África, o mercado óleo e gás está sentindo os efeitos da nova refinaria de Dangote, cuja produção poderá contribuir com derivados de melhor qualidade comercializados no continente. No setor de gás natural, a busca por diversificação de fornecedores e a persistente variação dos preços permaneceram, especialmente em função do conflito Rússia-Ucrânia. A Ásia, impulsionada por China e Índia, continuou a ser a principal região de crescimento da demanda, enquanto os Estados Unidos reforçaram sua posição como um dos maiores produtores e exportadores de gás natural. Com a expectativa de desaceleração no crescimento da demanda global por petróleo e a continuidade dos cortes de produção pela OPEP+, o mercado deverá manter um foco na busca por um equilíbrio sustentável entre oferta e demanda nos próximos meses.

²⁴ Como ainda não produzia gasolina, Dangote exportava a fração de nafta do refino. Até junho, a refinaria vendeu 720 mil toneladas de nafta para o mercado ([Argus](#)).

III. CONJUNTURA NACIONAL

A economia brasileira apresentou crescimento de 0,8% no primeiro trimestre de 2024 em relação ao trimestre anterior, acumulando 2,5% entre abril de 2023 e março de 2024. Este resultado decorreu, principalmente, dos seguintes desempenhos: a Indústria cresceu 2,8% e os Serviços cresceram 3,0%, enquanto a Agropecuária recuou 3,0%. A inflação, medida pelo IPCA, acumulou 3,93% em 12 meses, tendo como principais componentes os itens: Educação com 6,93%, Saúde com 5,63% e Transportes com 4,32% ([IBGE](#)).

O aumento dos preços gerais com Transportes tem relação com o início da vigência das novas alíquotas do imposto de competência estadual sobre circulação de mercadorias – ICMS, que incide sobre combustíveis, aprovadas em outubro do ano passado. Como consequência, o ICMS da gasolina subiu R\$ 0,15/l, chegando a R\$ 1,37/l, o preço médio do produto, segundo a ANP, passou de R\$ 5,56 para R\$ 5,71 por litro. No diesel, a alta na alíquota do imposto foi de R\$ 0,12/l, levando o preço do diesel S10 para acima dos R\$ 6 por litro. Já a alíquota do gás de cozinha teve um aumento de R\$ 0,16/kg, levando o preço médio do botijão de 13 kg para R\$ 103,6. Segundo as distribuidoras de gás de cozinha, em 18 estados, o botijão passou a ter a alíquota equivalente superior a 18% do seu preço, excedendo o teto legal para a cobrança do imposto sobre produtos essenciais ([Folha de São Paulo](#); [Sindicágas](#)).

No campo da regulação, a ANP aprovou uma resolução que estabelece novas especificações nacionais sobre os óleos diesel e suas medidas de controle de qualidade. Dentre as alterações criadas pela resolução, estão a modificação dos limites de parâmetros das especificações dos diesel S10 e S500, a introdução do coprocessamento como alternativa de produção de óleo diesel e a descontinuidade do óleo diesel S500 de uso rodoviário e do S1800 de uso não rodoviário. A agência anunciou que elaborará, em um período de até 6 meses, um plano e cronograma para a substituição do diesel S500 e do S1800 pelo S10 ([ANP](#)).

Em relação ao gás natural, houve avanços por meio da publicação da Resolução ANP nº 961/2023, que alterou as Resoluções ANP nº 51/2016, simplificando o processo de oferta e contratação de capacidade de transporte em gasodutos de transporte, adequando-o aos ditames da Nova Lei do Gás. ([ANP](#)).

Em abril, a ANP aprovou o início do Processo de Oferta e Contratação de Capacidade de Transporte de gás natural para o período de 2024 a 2028 da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), sob supervisão da Agência. O processo utilizará a proposta tarifária aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP ([ANP](#)).

Em maio, a diretoria da ANP aprovou o relatório da Análise de Impacto Regulatório (AIR) do grupo de trabalho (GT) criado para regulamentar as diretrizes e princípios do acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural – gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL. Um dos destaques do relatório é a indicação do GT por um modelo mais brando de desverticalização, baseado na separação contábil da atividade e exigências de informações adicionais aos agentes verticalizados – alternativas ao modelo de separação funcional. Junto com a aprovação do relatório da AIR, a diretoria da ANP prorrogou por mais seis meses o prazo das atividades do GT, para conclusão da regulamentação – uma das prioridades da agência para 2024 ([ANP](#); [EPBR](#))²⁵.

Ademais, a Comissão Especial de Licitação (CEL) aprovou a postergação das rodadas de licitação do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão ([ANP](#)). O cronograma indicativo havia sido publicado no DOU em agosto de 2023 ([DOU](#)).

Ainda no campo regulatório, o Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária (Reporto), que se encerraria em dezembro de 2023, foi prorrogado até 2028. O Reporto prevê incentivos fiscais, como a desoneração de tributos de competência federal, tais como IPI, PIS, COFINS e II, para investimentos em portos, como a compra de máquinas e equipamentos ([Câmara](#)).

A produção anual de petróleo e gás natural bateu recordes em 2023, a produção média, no Brasil, foi de 4,344 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), 11,69% acima do recorde anterior, alcançado em 2022. Foi a primeira vez que a produção média anual nacional atingiu uma marca acima dos 4 milhões de boe/d.

²⁵ Além do horizonte do 1º semestre, em julho de 2024, a Resolução ANP nº 971/2024 regulamentou a movimentação e o armazenamento do gás natural liquefeito a granel por modos que não o dutoviário (como o rodoviário, ferroviário e hidroviário). A

medida também se estende ao biometano, que será tratado de forma análoga. Com isto, a agência aumenta a segurança jurídica para os negócios de GNL em pequena escala ([IN](#)).

Houve recorde ainda, no ano, nas produções separadas de petróleo, com 3,402 milhões de barris por dia (bbl/d), 12,57% acima do valor de 2022 (que tinha sido de 3,022 milhões de bbl/d); e de gás natural, com 150 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), 8,7% maior do que a observada no ano anterior (de 138 milhões de m³/d) (ANP). A produção de petróleo e gás natural apresentou quatro quedas mensais consecutivas no início de 2024, e a produção ainda assim foi superior ao mesmo período do ano passado (ANP).

A Petrobras produziu uma média de 2,8 milhões bpd de óleo, gás natural e condensado no primeiro trimestre de 2024, uma queda de 5,4% em relação ao trimestre anterior (ANP). A redução foi puxada, segundo a empresa, por paradas de manutenção de plataformas e pelo declínio dos campos maduros da Bacia de Campos. Tais resultados estão em linha com projeções que indicam uma produção de óleo e gás aumentando no Brasil em 2024, mas em ritmo menor que no ano passado (S&P Global).

Especificamente para o gás natural, os dados disponibilizados pela ANP até o fechamento da edição deste Boletim, mostram que a oferta nacional de gás natural nos três primeiros meses de 2024 teve média de 43,36 milhões de m³/dia, uma queda de 9,2% em relação à média anual de 2023, em contrapartida, a oferta importada cresceu 8,1% em relação à média de 2023, atingindo 18,34 milhões de m³/dia. A oferta total teve média de 61,70 milhões de m³/dia, ficando 4,64% abaixo da oferta total média de 2023. Por outro lado, a demanda total decresceu 3,5% em relação à demanda média de 2023, ficando em 60,20 milhões de m³/dia (ANP).

Em relação às reservas, em 2023, houve aumento de 6,98% nas reservas provadas de petróleo (1P), em comparação a 2022. Também houve aumento de 3,81% no volume relativo ao somatório de reservas provadas e prováveis (2P) e de 2,26% no somatório das provadas, prováveis e possíveis (3P). No caso do gás natural, foram declarados 517 bilhões de m³ de reservas 1P, 641 bilhões de m³ de reservas 2P e 705 bilhões de m³ de reservas 3P, correspondendo ao aumento em números absolutos de 27%, 23% e 25% respectivamente, se comparado com o ano de 2022 (ANP).

A Petrobras acrescentou 1,5 bilhão de boe às reservas ao longo de 2023, principalmente a partir dos novos volumes de óleo encontrados nos campos de Búzios, Tupi e Atapu (Bacia de Santos) e da declaração de comercialidade dos campos de gás de Raia Manta e Raia Pintada (Bacia de Campos) (Petrobras). A companhia totaliza 10,9 bilhões de boe em reservas provadas, dos quais 84% são óleo e condensado e 16% gás natural, o que é suficiente para

mais de 12 anos de produção mantendo o patamar atual (Petrobras).

Dentro da Margem Equatorial, a Bacia Foz do Amazonas é considerada a prioridade da Petrobras para a reposição de reservas, seguida da Bacia Potiguar e da Bacia Barreirinhas (EPBR). Entretanto, a região tem sido alvo de debates desde 2023, quando o Ibama negou a licença de perfuração do primeiro poço no bloco FZA-M-59 na Bacia Foz do Amazonas (Ibama).

Por outro lado, na Bacia Potiguar, a Petrobras pretende perfurar um total de 16 poços na região ao longo dos próximos 5 anos e confirmou, em abril, que o segundo poço de exploração, Anhangá, próximo à fronteira entre os estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, também identificou a presença de hidrocarboneto (OGJ; Petronotícias). O primeiro trata-se de Pitu Oeste, também em águas profundas a 52 km da costa do Rio Grande do Norte. Contudo, a companhia informou à ANP que os dados de ambos ainda eram inconclusivos quanto à viabilidade econômica (EPBR).

Nesse aspecto, a diretoria da ANP aprovou, em maio, estudos geológicos de quatro novos blocos exploratórios localizados no pré-sal da Bacia de Santos: Rodocrosita, Cerussita, Aragonita e Malaquita (ANP). As áreas foram encaminhadas ao MME, que irá avaliar a inclusão em futuras rodadas de licitações, porém a agência estima que a revisão dos blocos de exploração disponíveis para leilões futuros deve ficar pronto apenas em 2025 (ANP). Vale destacar que há também esforços internacionais, como a retomada da presença da Petrobras na África por meio da exploração de óleo e gás em São Tomé e Príncipe (Petrobras).

No que diz respeito a indicadores de mercado e planos estratégicos das empresas do setor, a Petrobras registrou um lucro líquido de R\$23,7 bilhões no primeiro trimestre. Esse resultado é 23% menor do que o do trimestre anterior e 38% menor comparado com o mesmo período do ano passado. Segundo a empresa, a desvalorização cambial do final do período e um menor volume de vendas de óleo e derivados impactaram o resultado. Um dado que se destaca nos resultados do primeiro trimestre foi o aumento de cerca de US\$ 2,5 bilhões em investimentos em E&P em projetos que devem sustentar a curva de produção dos próximos anos (Petrobras).

Em janeiro, a Petrobras anunciou o início das obras de ampliação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco. O plano inclui a construção do trem 2 da RNEST, que ampliará a capacidade dos atuais 100 mil b/d para 260 mil b/d até 2028. Com isso, a companhia

espera adicionar 13 milhões de litros de Diesel S10 por dia à capacidade de produção nacional. Além disso, a estatal pretende produzir na RNEST futuramente diesel R5, hidrogênio verde e e-metanol, com foco no consumo doméstico. A previsão é de que as obras sejam concluídas em 2028 e o plano de negócios da Petrobras até lá indica R\$ 84 bilhões em investimentos para as áreas de refino, comercialização e logística ([EPBR](#); [EPBR](#)).

Sobre avanços na oferta de gás natural, a Petrobras terá disponível uma nova carteira de produtos em condições mais customizadas e competitivas para os consumidores livres, o que passa também por um mecanismo de redução de preço de até 10% nos contratos de venda às distribuidoras, a depender dos contratos e volumes movimentados ([Petrobras](#)). Ainda, a Petrobras pretende concluir no segundo semestre deste ano a instalação do gasoduto Rota 3, que interliga o pré-sal da Bacia de Santos ao Gaslub, complexo petroquímico localizado no município de Itaboraí (RJ). Num primeiro momento, serão realizados testes na infraestrutura. A operação efetiva está prevista para começar, em agosto. A UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) do Gaslub entrará em operação juntamente com o gasoduto ([INFRA](#); [EPBR](#)).

Há também indicativos de que a Petrobras retornará ao setor de fertilizantes, por meio da criação de uma *holding* que contaria com a retomada da operação da Araucária Nitrogenados S.A (Ansa) ([Petrobras](#)) no Paraná até o final do ano, e da unidade de Três Lagoas/MS cuja operação está prevista para 2028, porém, há ainda o desafio da retomada das operações das unidades de Sergipe e Bahia, arrendadas à Unigel ([EPBR](#)). Esta iniciativa foi reforçada, tal como a intenção da empresa de ampliar a disponibilidade de gás para o mercado, endereçando a produção também para usos de maior valor agregado, como a petroquímica e fertilizantes ([Petrobras](#); [EPBR](#)).

A Eneva inaugurou a sua Mesa de Operações de Gás Natural visando oferecer soluções de flexibilidade para o mercado. O produto será ofertado a partir do Hub Sergipe, o terminal de GNL privado da empresa que está ligado à malha de transporte nacional por meio do gasoduto da TAG. Com isto, a Eneva marca posição como o primeiro agente privado conectado à malha²⁶ ([Eneva](#); [EPBR](#)). Por sua vez, a TAG concluiu o seu processo simplificado de oferta de capacidade com a assinatura de 35 novos contratos com início de vigência a partir de 1º de janeiro. Foram ofertados contratos de prestação de serviço de transporte de gás no regime de entrada e saída, em base firme, com duração de 12 meses para o horizonte de 2024-2028²⁷([TAG](#)).

A Eneva pretende também iniciar a operação comercial da unidade de liquefação de gás natural Parnaíba SSLNG no segundo semestre deste ano. A Parnaíba SSLNG está com 88% de progresso físico, e o comissionamento da liquefação está previsto para este trimestre. A Eneva já possui dois contratos firmados para o fornecimento de GNL a partir da unidade, sendo um com a Suzano, firmado em maio de 2022, e outro com a Vale, firmado em julho de 2022. O combustível será fornecido para as instalações industriais das companhias localizadas no Maranhão. Em fevereiro, Eneva, Scania e a Virtu GNL assinaram um contrato de aquisição de caminhões movidos a GNL. A intenção da *joint venture* é estabelecer um corredor logístico rodoviário para atender aos contratos firmados pela Eneva para a venda de GNL em pequena escala para a Vale e a Suzano no Maranhão ([Abegás](#); [EPBR](#)).

A TBG iniciou a operação do Ponto de Entrada de Garuva/SC. Com isto, a companhia passa a contar com três entradas de gás: a primeira a partir da Bolívia em Corumbá/MS, a segunda a partir da NTS na interligação com a malha Sudeste em Paulínia/SP, e a terceira a partir do gasoduto da New Fortress Energy proveniente do Terminal Gás Sul de GNL, recém-inaugurado, com capacidade de 15 milhões de m³/dia em São Francisco do Sul/SC, ampliando as alternativas de suprimento de gás para a malha brasileira. Essa conexão com a New Fortress Energy representa mais um importante ponto de acesso à contratação de transporte no Gasbol e a ampliação das fontes de flexibilidade de rede para a malha nacional de gasodutos ([TBG](#); [NFE](#)).

²⁶Inaugurando as negociações da Mesa de Gás, a empresa anunciou um acordo para fornecer até 1,07 milhão de m³ por dia de gás para a UTE Luiz Oscar Rodrigues de Melo da Linhares Geração num contrato 100% flexível, estimado em R\$ 1,2 bilhão. Este é o primeiro acordo de suprimento do insumo para termelétricas firmado entre companhias privadas no país

²⁷ O processo de oferta de capacidade da TAG foi conduzido por meio do Portal de Oferta de Capacidade – POC, plataforma comum às transportadoras TAG, NTS e TBG.

A TAG também anunciou uma parceria estratégica com a Origem Energia para o desenvolvimento conjunto de um projeto pioneiro de estocagem de gás natural no Brasil.

No contexto de desenvolvimento do mercado de gás, o projeto beneficiará a produção da molécula nacional e pode incentivar a entrada de novos fornecedores e consumidores do insumo na malha nacional. O investimento estimado para o projeto será de até US\$200 milhões aproximadamente. Inicialmente, a capacidade de armazenamento será de 106 milhões de m³/ano. No longo prazo, a capacidade poderá chegar a 500 milhões de m³/ano ([TAG](#)).

A Pré-Sal Petróleo (PPSA) arrecadou um recorde de R\$ 6,02 bilhões em 2023 com a venda de petróleo e gás natural, valor 28% maior que o registrado em 2022. Em 2024, contratou a B3, em São Paulo, para a realização de leilões das parcelas de petróleo e gás natural da União nos contratos de partilha de produção e na Jazida Unitizada de Tupi, ao longo dos próximos três anos. Os dois primeiros leilões para a venda do óleo da União estão previstos para julho de 2024 e abril de 2025. Um leilão de gás não tem previsão de data ([MME](#)).

No que se refere ao Programa Combustível do Futuro, o governo federal encaminhou ao Congresso Nacional PL 528/2020, apensado ao PL 4516/2023, que passou pela Câmara dos Deputados e está sendo analisado pelo Senado. O texto do projeto propõe a alteração dos limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina C e do teor de mistura de biodiesel ao diesel, comercializados ao consumidor final. Além disso, a ementa "*Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano*". ([Câmara](#); [Senado](#)).

Depois de passar pela Câmara dos Deputados e pelo Senado, o PL 914/2024, que institui o Programa de Mobilidade Verde e Inovação (Mover), foi sancionado durante a 3ª reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico Social Sustentável (CDESS). O programa de incentivo à indústria automobilística vai destinar R\$19,3 bilhões em créditos entre 2024 e 2028 para o setor investir na produção de carros, ônibus e caminhões de acordo com exigências de sustentabilidade e inovação. A condição para concessão dos créditos é que a empresa, produtora de veículos leves, invista mais de 0,3% de sua receita bruta em novas tecnologias e sustentabilidade. Para as produtoras de veículos

pesados o valor é de 0,6% da receita ([AB](#); [AB](#)). Houve a retomada da alíquota do imposto de importação incidente sobre os veículos leves ([Fecombustíveis](#)). O programa tem duração estipulada de 5 anos. Segundo a Anfavea, a indústria deverá investir cerca de R\$60 bilhões em P&D para descarbonizar veículos ([EPBR](#), [EPBR](#)).

No final do semestre, foi sancionada a Lei nº 14.904/2024, que estabelece diretrizes para elaboração do Plano de Adaptação às Mudanças Climáticas (PNA) ([Senado](#); [MMA](#)). A discussão destas diretrizes ganhou força em maio face à crise das enchentes no Rio Grande do Sul. Segundo o PNA, recursos do Fundo Nacional sobre Mudança Climática poderiam ser utilizados para financiar a elaboração dos planos estaduais, municipais e distritais, em especial infraestrutura resiliente para o setor energético ([EPBR](#)).

A tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) tem ganhado cada vez mais espaço nas discussões da indústria de petróleo e gás natural. A Petrobras estima que é possível estocar anualmente cerca de 250 milhões de toneladas de carbono em aquíferos salinos ([EPE](#)) no Brasil ao longo de 50 anos ([EPE](#)). Este volume corresponde a cinco vezes as emissões anuais das operações da estatal, que são de cerca de 50 milhões de toneladas, e há intenção de oferecer a captura de CO₂ como um serviço a outras indústrias ([EPBR](#); [EPE](#)). A estatal já conduz conversas com grandes empresas do setor de siderurgia que têm metas voluntárias de redução de emissões para oferecer esse serviço. A expectativa é que com a aprovação do mercado de carbono o potencial desse negócio cresça ([EPBR](#)). Com este objetivo, a Petrobras aprovou a construção de uma planta-piloto de CCS em aquíferos salinos no norte fluminense, a unidade terá capacidade para armazenar 100 mil toneladas de CO₂ por ano e usará a infraestrutura do Terminal de Cabiúnas (o Tecab) para movimentar e estocar o CO₂ na região.

Em suma, num semestre que começou com um crescimento expressivo da economia, a produção de petróleo e gás natural apresentou algumas quedas, mas com um nível de produção ainda superior ao mesmo período do ano passado. A ampliação da RNEST, bem como avanços na regulação de combustíveis, mobilidade e inovação são destaques relevantes. O mercado de gás natural continuou se desenvolvendo com avanços na regulação por parte da ANP, compreendendo oferta e contratação de capacidade e acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural. Novas iniciativas, como a produção de fertilizantes, armazenamento, GNL de pequena escala e CCS prometem diversificar o mercado nacional de petróleo e gás natural.

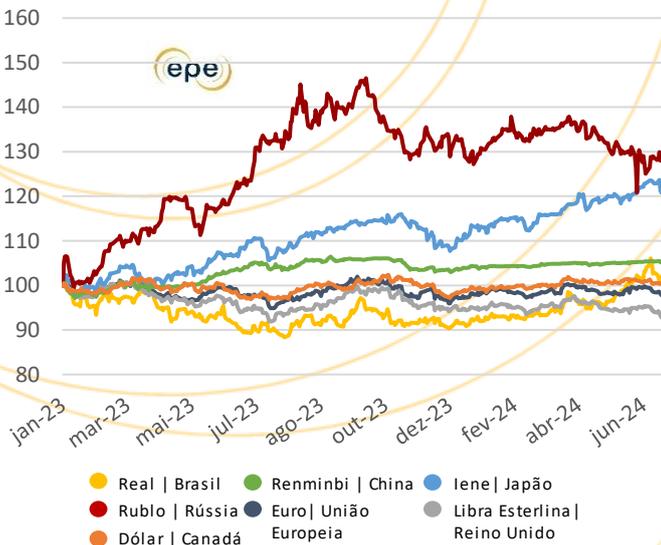
IV. ESTATÍSTICAS

VARIAÇÃO REAL DO PIB (%)	2021	2022	2023	2023T3	2023T4	2024T1
Brasil	4,8%	3,0%	2,9%	2,4%	2,4%	1,7%
China	8,4%	3,0%	5,2%	4,9%	4,9%	5,3%
Estados Unidos	5,8%	1,9%	2,5%	2,9%	2,9%	2,9%
Índia	9,7%	7,0%	7,8%	7,8%	7,8%	8,4%
Japão	2,6%	1,0%	1,9%	1,5%	1,5%	-0,3%
União Europeia	6,1%	3,6%	0,6%	0,2%	0,2%	0,5%
Rússia	6,0%	-1,2%	3,6%
Mundo	6,5%	3,5%	3,2%

Fonte: OCDE e FMI.

Nota: Variação trimestral em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

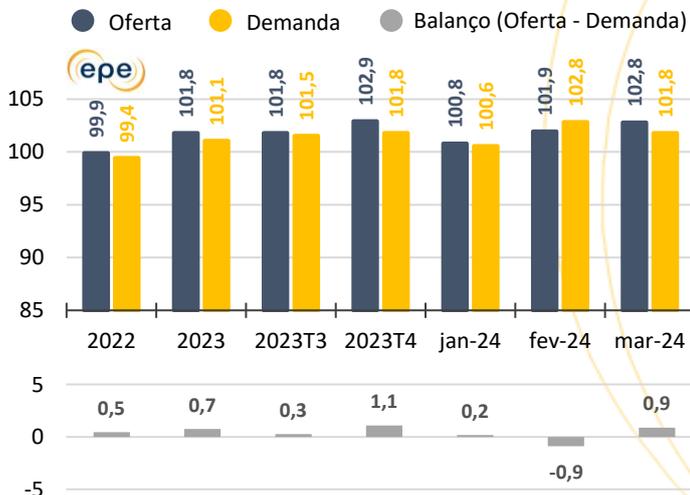
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2023)



Fonte: EPE a partir de Banco Central do Brasil.

Nota: Renminbi é a moeda oficial chinesa, enquanto luan é o nome da sua unidade básica.

BALANÇO GLOBAL DE OFERTA E DEMANDA DE PETRÓLEO (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

PREÇOS SPOT DE PETRÓLEO E GÁS (\$/b ou \$/MMBtu)	2023	2023 T3	2023 T4	2024 T1	2024 ABR	2024 MAI	2024 JUN
Brent	82,50	86,65	83,95	82,96	89,87	81,75	82,25
WTI	77,58	82,25	78,53	77,60	85,31	80,07	79,55
Henry Hub	2,53	2,59	2,74	2,15	1,60	2,12	2,54
NBP	12,66	10,61	13,44	8,68	9,05	9,72	10,31
JKM	13,77	12,55	15,23	9,30	10,07	11,23	12,58
GNL Japão	12,83	11,90	14,70	9,30	9,60	9,90	n.d.
GNL Brasil	11,53	8,34	15,83	9,63	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: EPE a partir de EIA, EIA, Platts, JOGMEC e MME.

Nota: ¹ Preços de petróleo em US\$/b e preços de gás natural em US\$/MMBtu. As cotações correspondem ao preço Free on Board (FOB), exceto JKM e "GNL Japão" que são Delivered Ex Ship (DES). ² "GNL Japão" e "GNL Brasil" correspondem aos preços médios do GNL importado por esses países.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2022	2023	2023 T3	2023 T4	2024 JAN	2024 FEV	2024 MAR
África	7,2	7,4	7,4	7,6	7,4	7,4	7,4
Américas	35,0	37,7	38,6	39,0	36,8	38,0	38,4
Ásia-Pacífico	9,0	9,2	9,2	9,3	9,5	9,4	9,5
Europa e Eurásia	17,7	17,7	17,3	17,6	17,6	17,5	17,7
Oriente Médio	30,9	29,9	29,3	29,5	29,6	29,7	29,9
Mundo	99,9	101,8	101,8	102,9	100,8	101,9	102,8

Fonte: EPE a partir de EIA.

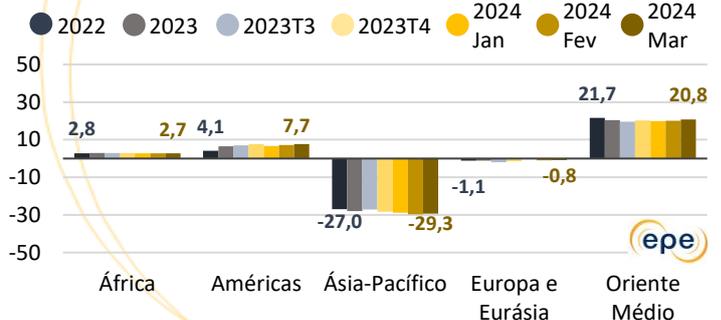
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2022	2023	2023 T3	2023 T4	2024 JAN	2024 FEV	2024 MAR
África	4,4	4,5	4,4	4,6	4,6	4,7	4,7
Américas	30,9	31,2	31,6	31,2	30,1	30,9	30,7
Ásia-Pacífico	36,1	37,2	36,4	37,6	38,2	39,1	38,8
Europa e Eurásia	18,8	18,8	19,3	19,1	17,9	18,6	18,5
Oriente Médio	9,2	9,4	9,8	9,3	9,7	9,6	9,1
Mundo	99,4	101,1	101,5	101,8	100,6	102,8	101,8

Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais e biocombustíveis líquidos. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

BALANÇOS REGIONAIS DE OFERTA E DEMANDA DE PETRÓLEO (milhões b/d)



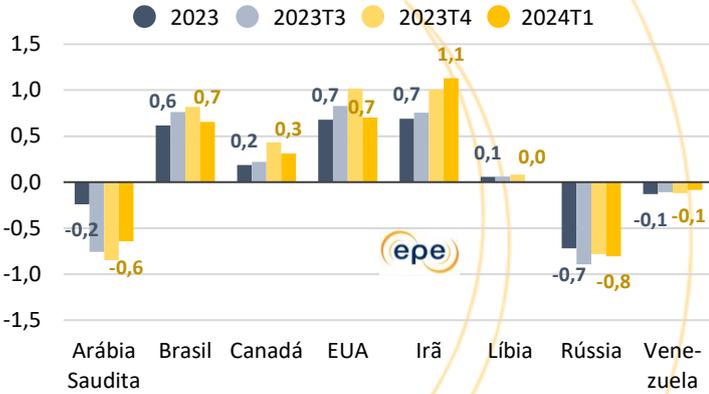
Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

CAPACIDADE OCIOSA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2023	2023 T3	2023 T4	2024 T1	2024 ABR	2024 MAI	2024 JUN
Opep	3,71	4,19	4,26	4,35	4,17	4,37	4,85

Fonte: EIA.

VARIACÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RELAÇÃO A 2019 (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

INDICADORES DE ATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO & GÁS	2023	2023 T3	2023 T4	2024 T1	2024 ABR	2024 MAI	2024 JUN
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	687	649	622	623	617	602	588
Mundo	1.814	1.789	1.770	1.796	1.726	1.675	1.707

Contratos futuros

NYMEX WTI (mil contratos)	2.248	2.247	2.183	2.165	2.327	2.228	2.143
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

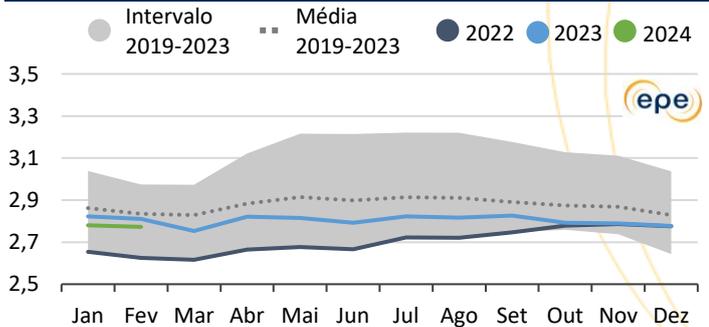
Fator de utilização de refinarias

Ásia	93%	94%	93%	95%	93%	94%	94%
Brasil	89%	88%	87%	86%	84%	84%	..
Estados Unidos	90%	93%	90%	86%	90%
Europa	80%	80%	80%	80%	83%	82%	85%

Fonte: EPE a partir de ANP, Baker Hughes, EIA e Opep.

Nota: Sondas em uso incluem sondas de petróleo, gás natural e outras. O fator de utilização de refinarias da Europa considera apenas os 16 países europeus que pertencem à OCDE, enquanto o fator de utilização das refinarias da Ásia abrange China, Coreia do Sul, Índia, Japão e Singapura.

ESTOQUES COMERCIAIS DE PETRÓLEO E DERIVADOS NOS PAÍSES DA OCDE (bilhões de barris)



Fonte: EPE a partir de IEA.

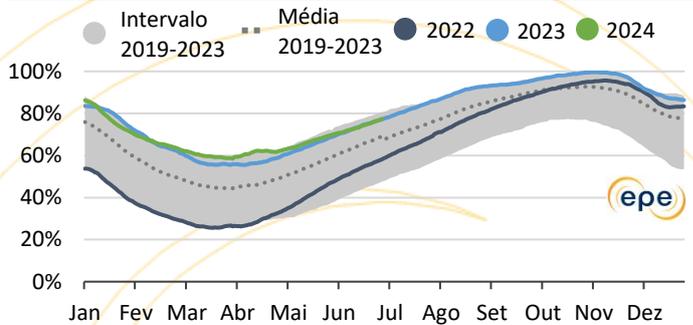
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL VIGENTES NO MUNDO NO 1º SEMESTRE DE 2024

País	Rodada de Licitação	Período
Índia	Open Acreage Licensing Policy Bid Round VIII	07/07/22 – 03/01/24
Noruega	2023 Awards in Predefined Areas	23/08/23 – 16/01/24
Egito	2023 International Oil and Gas Bid Round	24/09/23
Angola	2023 Bid Round	30/09/23 – 19/03/24
Reino Unido	33 rd Oil and Gas Licensing Round (2 nd Tranche)	30/10/23 – 31/01/24
Suriname	2 ^o Shallow Offshore Bid Round 2023-2024	07/11/23
China	2023 Bidding Blocks Offshore	30/11/23
Índia	Open Acreage Licensing Policy Bid Round IX	03/01/24
Malásia	2023 Bid Round (MRB 2023)	23/01/24
Malásia	2024 Bid Round (MRB 2024)	23/01/24
Iraque	5th(+) and 6th Licensing Rounds	11/05/24
Indonésia	2024 Bidding Round	16/05/24
Brasil	2 ^a Oferta Permanente de Partilha	27/05/24
Cazaquistão	2024 Oil and Gas Bid Round	31/05/24
Brasil	4 ^a Oferta Permanente de Concessão	30/09/24

Fonte: North Sea Transition Authority (Reino Unido); Ministry of Petroleum (Índia); UpstreamOn (Indonésia); UpstreamOn (Cazaquistão); CNOOC (China); ANPG (Angola); Staatsolie (Suriname); Reuters (Irã); NOD (Noruega); Reuters (Egito); Petronas (Malásia); ANP; ANP

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL NA UNIÃO EUROPEIA (% capacidade total)



Fonte: EPE a partir de AGSI+.

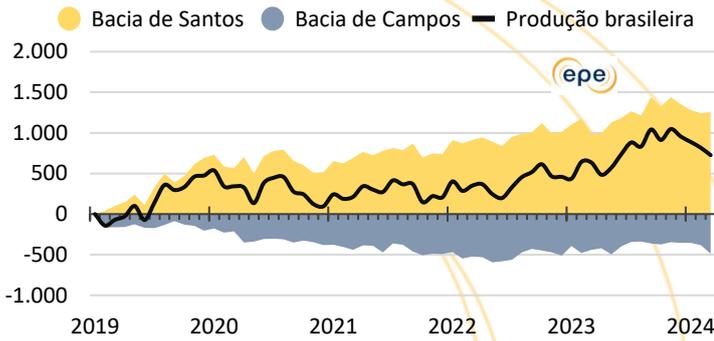
PRODUÇÃO DE ÓLEO & GÁS NO BRASIL (mil b/d ou MMm³/d)	2023	2023 T3	2023 T4	2024 T1	2024 Abr	2024 Mai	2024 JUN
--	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Petróleo	3.401	3.549	3.602	3.441	3.194
Mar (pré-sal)	2.600	2.686	2.763	2.638	2.488
Mar (pós-sal)	723	778	755	719	621
Terra	78	85	84	84	85
Gás natural	150	153	157	149	137
Mar (pré-sal)	112	115	118	114	106
Mar (pós-sal)	17	17	17	13	11
Terra	21	21	23	21	19

Fonte: ANP.

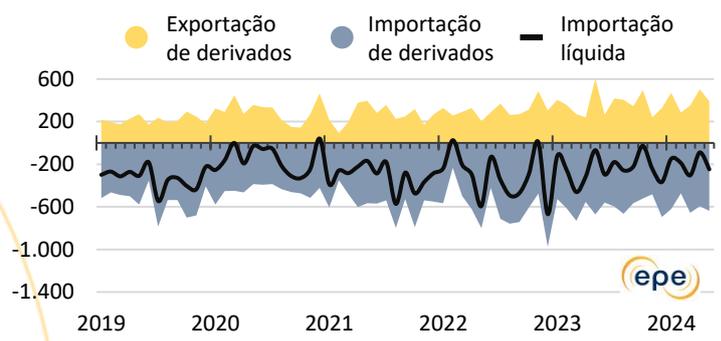
Nota: Produção de petróleo em mil barris por dia (b/d) e produção de gás natural em milhões m³ por dia (MMm³/d). Petróleo inclui óleo cru e condensados. Produção de gás natural se refere à produção bruta.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)



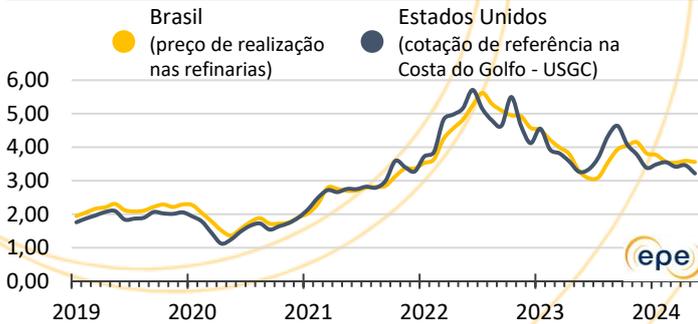
Fonte: EPE a partir de ANP.
Nota: Inclui óleo cru e condensados.

BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)



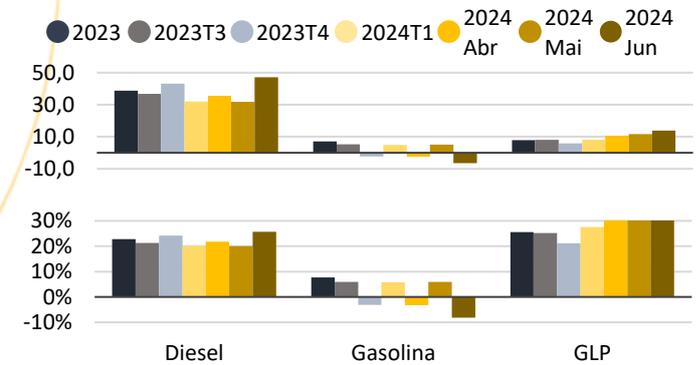
Fonte: EPE a partir de ANP.
Nota: Importações são indicadas como negativas, enquanto exportações são positivas. Não inclui fornecimento de QAV para aeronaves estrangeiras e de combustíveis marítimos para navios estrangeiros.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



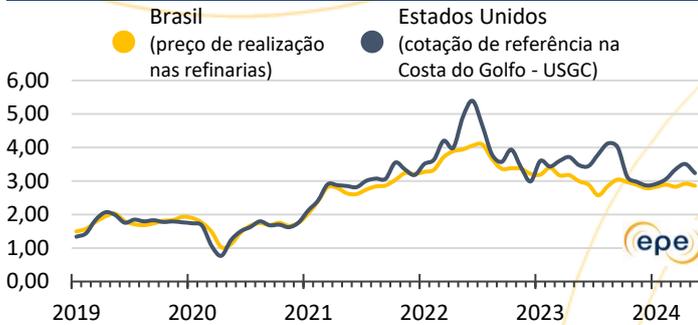
Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.
Nota: O preço de realização no Brasil representa o óleo diesel S10. A cotação de referência para os Estados Unidos é a Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot FOB U.S. Gulf Coast.

DEPENDÊNCIA EXTERNA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (MIL m³/d E PERCENTUAL)



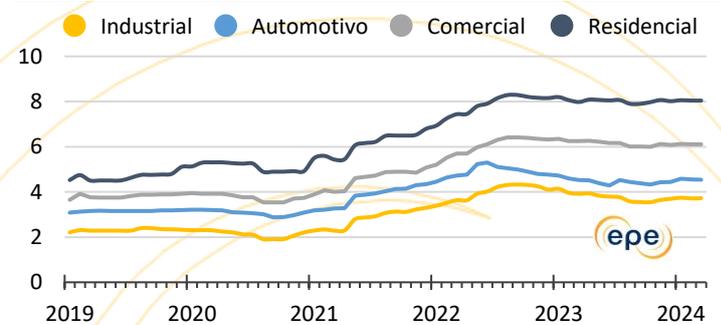
Fonte: EPE a partir de ANP.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



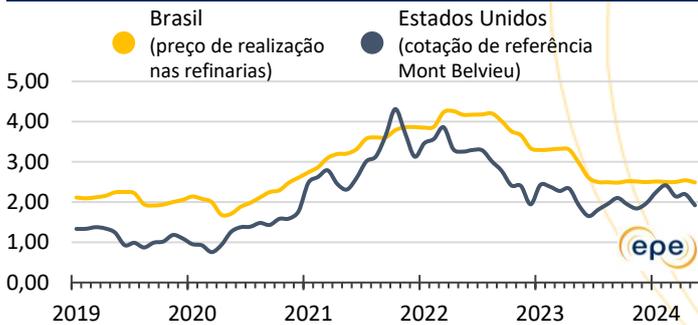
Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.
Nota: A cotação de referência para os Estados Unidos é a Gasoline Regular Spot FOB U.S. Gulf Coast.

PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (R\$/m³)



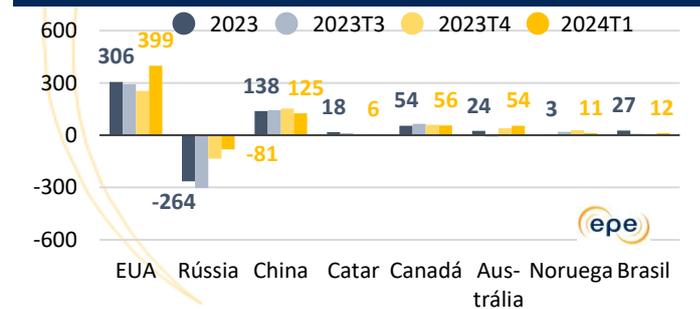
Fonte: EPE a partir de MME.
Nota: Consumo Industrial: 20 mil m³/d; Automotivo: faixa única; Com.: 800 m³/mês; Resid.: 12 m³/mês.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



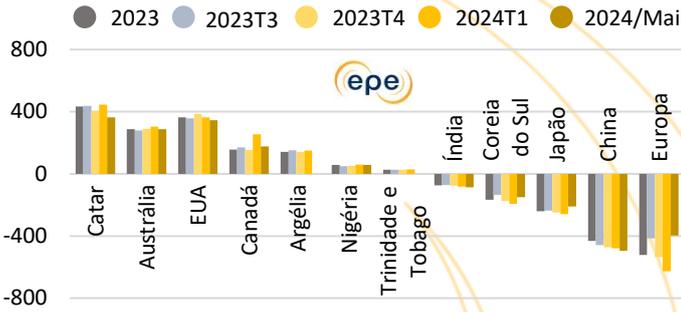
Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.
Nota: O preço de realização no Brasil considera a diferenciação do P-13 e granel que vigorou até março de 2020. Desde então, não há diferenciação de preços do GLP, em função do disposto na Resolução CNPE nº 17/2019. A cotação de referência para os Estados Unidos é a Propane Spot FOB Mont Belvieu.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM RELAÇÃO A 2019 (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de JodiGas e ANP.

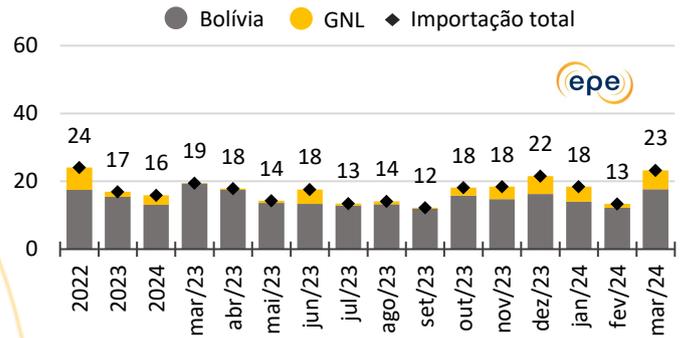
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL NO MUNDO (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [JodiGas](#).

Nota: Importações líquidas são indicadas como negativas, enquanto exportações líquidas são positivas. Europa compreende Alemanha, Holanda, Itália, Bélgica, França, Reino Unido, Espanha, Turquia e Noruega. Dados da Rússia indisponíveis desde dez/21.

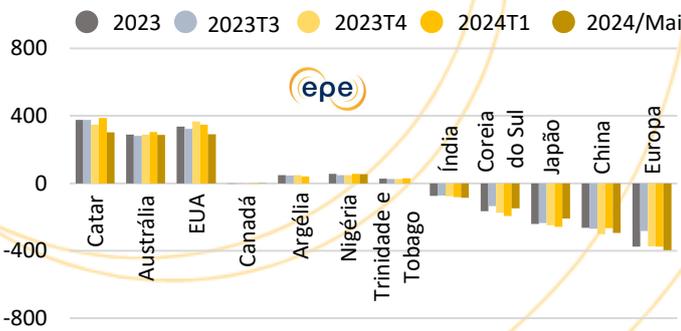
IMPORTAÇÕES BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

Nota: ¹ Desde jan/2022, não houve importação de gás natural da Argentina. ² A média de 2024 corresponde até o mês de fevereiro.

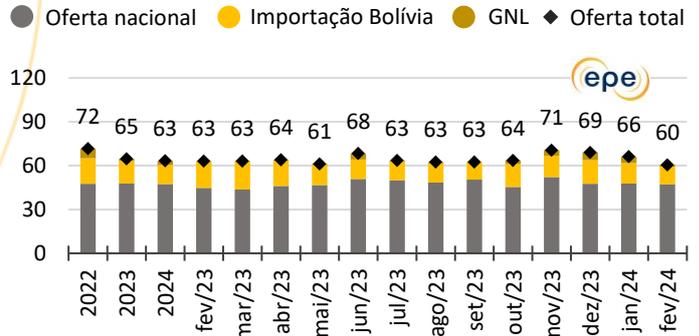
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [JodiGas](#).

Nota: Importações líquidas são indicadas como negativas, enquanto exportações líquidas são positivas. Europa compreende Alemanha, Holanda, Itália, Bélgica, França, Reino Unido, Espanha, Turquia e Noruega. Dados da Rússia indisponíveis a partir de dez/21.

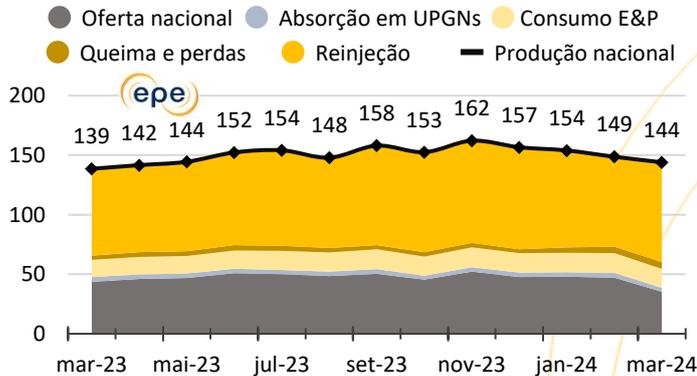
OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

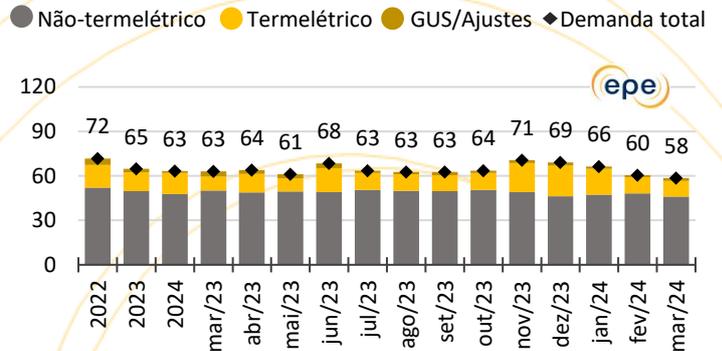
Nota: ¹ Desde jan/2022, não houve importação de gás natural da Argentina. ² A média de 2024 corresponde até o mês de março.

PRODUÇÃO BRUTA E OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

Nota: A média de 2024 corresponde até o mês de março.

Diretora de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto
Filipe de Padua Fernandes Silva
Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Marcelo Ferreira Alfradique
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Equipe Técnica

Ana Clara R. M. Fagundes (estagiária)
Bianca Nunes de Oliveira
Bruno Scola Lopes da Cunha
Filipe Soares da Cruz
Gabriela Nascimento da Silva
Lucas dos Santos Rodrigues Moraes
Nelson Pereira Filho
Vinícius Folly Barbosa
Vitor Manuel do Espírito S. Silva

