

NÚMERO 13 – 2º SEMESTRE/2022 – PUBLICAÇÃO: MARÇO/2023

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



PANORAMA DO REINO UNIDO



Foto: Clair oilfield, Chevron/Divulgação.

O Reino Unido possui uma longa história de importância com a indústria moderna da energia, tendo exercido forte influência global. Nas últimas décadas, o país passou por um amplo processo de transformação em seu mix de energia, no qual o carvão mineral perdeu a posição de destaque para o gás natural, passando pelo petróleo. Recentemente, o governo britânico apresentou a sua “Estratégia Net Zero”, na qual estabelece propostas para descarbonizar a sua economia. Embora não seja mais a grande potência de outrora, o Reino Unido continua sendo relevante no campo da energia. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL



Foto: Dado Ruvic/ Reuters

O conflito entre Rússia e Ucrânia continua impactando os preços e a oferta de petróleo e gás, provocando efeitos inflacionários em diversos países que ainda se recuperavam da recessão e das altas taxas de desemprego geradas pela pandemia. A União Europeia anunciou novas sanções à Rússia, como o estabelecimento de um preço-teto para a compra de petróleo, o que tem alterado fluxos comerciais de óleo e gás. Os preços de *commodities* mantiveram

alta volatilidade. Dúvidas sobre o crescimento futuro da economia global, o surto de casos de Covid-19 na China, o aumento de juros nos EUA e a desvalorização do dólar, também fizeram os preços de petróleo retraírem, com o Brent fechando o semestre a US\$ 80/b. **Página 7**

CONJUNTURA BRASIL



Foto: Fernando Frazão/Agência Brasil.

O setor de O&G no Brasil foi impactado pela conjuntura internacional. No entanto, alterações na tributação e regulação reduziram o repasse da volatilidade externa. Preços mais baixos e a retomada da economia e das exportações fizeram a demanda por combustíveis crescerem. As atividades de exploração e produção receberam investimentos e atingiram novos recordes. O novo Mercado de Gás continuou a evoluir, com a entrada de novos carregadores e projetos para aumentar o escoamento da produção de gás *offshore*, apesar da queda da demanda nacional, atribuída principalmente à queda na geração termelétrica a gás natural frente a uma oferta hidráulica em alta. **Página 11**

ESTATÍSTICAS

Os preços de petróleo recuaram no 2º semestre de 2022, sobretudo pela manutenção da oferta russa em níveis acima da expectativa do mercado e pela desaceleração da economia chinesa. Acompanhando a redução nos preços de petróleo, os preços de realização no Brasil de gasolina, óleo diesel e GLP também apresentaram queda no período. Os preços do gás natural na Europa e Ásia bateram recordes acima de US\$ 70/MMBtu, devido à corrida europeia para elevação de seus estoques e a restrições na oferta mundial. A produção russa de gás caiu 23% no 3º trimestre de 2022 em relação ao nível pré-conflito. No Brasil, apesar de importações de algumas cargas de GNL, o consumo de gás para geração termelétrica caiu drasticamente. **Página 15**

I. PANORAMA REINO UNIDO

O Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte é um Estado soberano composto por quatro nações constituintes: Inglaterra, País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte, que totalizam uma população de 67 milhões de pessoas ([ONS](#)).

O Reino Unido possui uma longa história de importância com a indústria moderna da energia. Na Primeira Revolução Industrial, em meados do século XVIII, as vastas jazidas de carvão mineral contribuíram para transformar o país na primeira nação industrial do mundo. Durante o século XIX e começo do século XX, o Reino Unido se consolidou como maior potência econômica e imperial global, tendo exercido forte influência sobre o desenvolvimento energético mundial, sobretudo da indústria petrolífera.

O peso de duas guerras mundiais e o declínio do Império Britânico diminuíram a relevância do país na economia mundial e moldaram uma grande reformulação econômica e industrial, o que se refletiu sobre o setor de energia. Ao longo das últimas décadas, o Reino Unido passou por um amplo processo de transformação em seu mix de energia, no qual o carvão mineral perdeu a posição de destaque, sendo substituído pelo gás natural e, mais recentemente, pelas renováveis (Figura 1).

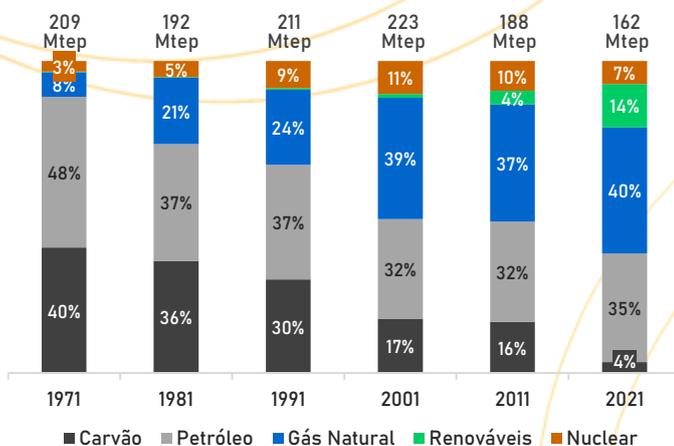


Figura 1. Evolução da oferta interna de energia do Reino Unido: 1971-2021

Fonte: [IEA](#).

Nota: Mtep = milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

O Reino Unido deixou de ser um Estado-Membro da União Europeia em janeiro de 2020 (no movimento conhecido como “Brexit”), sendo atualmente a sexta maior economia do mundo ([Banco Mundial](#)) e o terceiro maior consumidor de energia da Europa Ocidental ([bp](#)).

Breve histórico da indústria de óleo & gás do Reino Unido

A atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Reino Unido remonta ao século XVII. Inicialmente, o processo teve características artesanais para aproveitamento de recursos oriundos de exsudações superficiais. O óleo era utilizado principalmente para iluminação, impermeabilização de navios e cuidados medicinais na pecuária ([Craig et al.](#)).

A produção comercial de petróleo no Reino Unido teve início em 1851 na Escócia, quando James Young estabeleceu um processo de extração de óleo mineral a partir de carvão betuminoso e rochas de baixa permeabilidade (*shale*). Essa indústria se desenvolveu em passo acelerado nos anos seguintes para suprimento do mercado britânico, tendo se mantido em operação por mais de 100 anos. Contudo, como essa produção era pequena se comparada à crescente demanda por produtos petrolíferos, o Reino Unido logo tornou-se importador, com fluxos advindos sobretudo dos Estados Unidos e do Irã ([Craig et al.](#)).

No início dos anos 1910, fomentada por Winston Churchill, então Primeiro Lorde do Almirantado, a Marinha britânica decidiu pela substituição do carvão pelo óleo combustível na propulsão de seus navios. Como consequência, as importações britânicas elevaram-se consideravelmente durante a Primeira Guerra Mundial, sendo que menos de 20% era proveniente de colônias do Império Britânico. Assim, a segurança do suprimento tornou-se questão estratégica de Estado, sendo fator crítico nos desdobramentos da Primeira Guerra. Em 1914, o governo britânico adquiriu participação majoritária na Anglo-Persian Oil Company, que mais tarde viria a se tornar a British Petroleum (BP). Ademais, o governo britânico financiou um programa de exploração para encontrar recursos petrolíferos localmente, resultando na primeira descoberta comercial de óleo convencional em Hardstoft, região central da Inglaterra, em 1919. Outros poços perfurados durante o programa exploratório encontraram gás natural, porém nenhum em quantidade comercial ([bp](#), [Craig et al.](#)).

Nos anos seguintes, o interesse exploratório diminuiu no país, diante da rápida ampliação da oferta internacional. Além disso, os direitos de propriedade de quaisquer recursos minerários eram conferidos aos proprietários das terras, o que reduziu os incentivos às empresas pela busca por petróleo local. No entanto, esse contexto mudou em 1934, quando os direitos de propriedade de descobertas futuras de óleo e gás foram conferidos à Coroa britânica, possibilitando que empresas adquirissem licenças de exploração pela primeira vez no país. Com a nova legislação, o interesse pela exploração foi renovado

e diversos poços foram perfurados por empresas em todo o território britânico, resultado em algumas descobertas comerciais ([Craig et al.](#)).

Durante a Segunda Guerra Mundial, diante das dificuldades de suprimento e dos riscos de importação de petróleo do exterior, o Reino Unido organizou, com o apoio dos Estados Unidos, o rápido desenvolvimento dos campos de Eakring e Duke's Wood, na região central da Inglaterra. Até o fim da Guerra, cerca de 380 poços foram perfurados nessa região, sendo mais de 250 com sucesso, resultando em mais de 2 milhões de barris de petróleo produzidos ([Craig et al.](#)).

Após a Segunda Guerra Mundial, a indústria britânica de gás natural foi nacionalizada por meio do Gas Act de 1948 ([Helm](#)). As atividades *onshore* prosseguiram nos anos 1950 e início dos anos 1960, em que algumas descobertas foram realizadas, porém nenhuma de grande significância. Em paralelo, em 1958, um tratado das Nações Unidas dividiu o Mar do Norte em zonas econômicas por país e, a partir desse ponto, a exploração mudou gradualmente para *offshore* ([Craig et al.](#)).

A primeira descoberta no Mar do Norte, o campo de Ekofisk, ocorreu em 1969 em águas norueguesas, ao passo que a primeira descoberta britânica, o campo de Forties, foi realizada em 1970. A produção comercial de petróleo do Reino Unido no Mar do Norte iniciou-se no campo de Argyll em 1975 ([Craig et al.](#)). Nos anos seguintes, diversas descobertas ocorreram na região e a produção cresceu rapidamente.

Em apenas três anos, entre 1975 e 1978, a produção britânica saltou para mais de 1 milhão de barris por dia (b/d) de petróleo, e superou a marca de 2 milhões b/d em 1982. Com isso, o Reino Unido logo tornou-se exportador líquido de petróleo ([bp](#)).

Em paralelo aos desenvolvimentos no Mar do Norte, a British Gas Corporation (estatal responsável pelo monopólio do gás na época) registrou em 1973 a descoberta do maior campo *onshore* da Europa Ocidental, o campo de Wytch Farm, no sul da Inglaterra ([Craig et al.](#)).

Na década de 1980, o governo britânico privatizou as estatais de óleo e gás, British Gas Corporation e British National Oil Corporation, na esteira do Oil & Gas (Enterprise) Act de 1982 e do Gas Act de 1986, e vendeu sua participação restante na BP em 1987 ([bp](#), [Hoopes](#)).

Desde o fim dos anos 1990 e início dos anos 2000, a produção britânica no Mar do Norte tem registrado um rápido declínio, levando o país novamente para a condição de importador líquido de óleo e gás.

Reservas e produção de petróleo e gás natural

O Reino Unido estima que, ao fim de 2021, as suas reservas provadas sejam de aproximadamente 1,8 bilhão de barris de petróleo e de 146 bilhões de metros cúbicos (bcm) de gás natural ([North Sea](#)

[Transition Authority - NSTA](#)). Essas reservas equivalem a apenas 0,1% do total mundial ([bp](#)), sendo suficientes para manter o atual nível da produção de petróleo do país por 6 anos e de gás natural por menos de 5 anos.

Grande parte da atividade petrolífera do Reino Unido está localizada em áreas *offshore* no Mar do Norte. No início dessa indústria, nos anos 1960 e 1970, a produção se concentrava em um pequeno número de grandes campos produtores, como Brent, Forties, Ninian e Piper. Atualmente, a produção tem origem em cerca de 300 campos petrolíferos, a sua maioria *offshore* de pequeno porte ([BEIS](#)). Os dois maiores campos produtores, Buzzard e Clair, produzem em torno de 60 a 70 mil b/d de petróleo, cada ([EIA](#)).

A produção petrolífera do Reino Unido alcançou máximas históricas de 2,9 milhões b/d de petróleo em 1999 e de 115,3 bcm de gás natural em 2000. Desde então, o país tem registrado uma queda acentuada da produção, em função do declínio de alguns de seus principais campos produtores. Entre 1999/2000 e 2013/2014, o Reino Unido apresentou redução de cerca de 70% (ou 8% ao ano, em média) na produção de petróleo e gás natural. A partir de 2014, novos campos *offshore* entraram em operação no país, interrompendo as seguidas quedas de produção. Porém, nos últimos anos, a produção britânica retomou trajetória descendente ([BEIS](#)), conforme Figura 2.

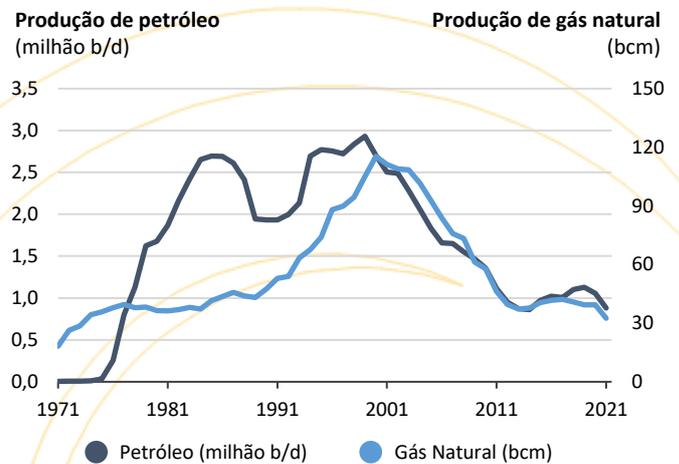


Figura 2. Evolução da produção de petróleo e gás natural do Reino Unido
Fonte: [bp](#) e [BEIS](#).

Em 2021, o Reino Unido produziu 879 mil b/d de petróleo e 32,6 bcm de gás natural ([BEIS](#)). Esses volumes qualificam o país como segundo maior produtor petrolífero da Europa Ocidental, ficando atrás apenas da Noruega ([bp](#)). Entre 2020 e 2021, a produção britânica de óleo e gás recuou 17%. Uma parte dessa queda é explicada por um extenso cronograma de manutenção de infraestruturas no Mar do Norte em

2021, dado que restrições impostas pela pandemia limitaram a realização de diversas manutenções planejadas em 2020 (BEIS).

Em 2022, até o final do terceiro trimestre, a produção de gás natural no Reino Unido aumentou 15%, atingindo níveis próximos ao pré-pandemia. Por sua vez, a produção de petróleo segue em níveis semelhantes aos de 2021, em torno de 900 mil b/d (BEIS).

Infraestrutura e mercado de gás natural

O gás natural é uma parte importante do *mix* de energia do Reino Unido, respondendo por 29% da produção e 43% do consumo final de energia primária em 2021. Do total de gás consumido no país, 42% foram provenientes da produção doméstica e o restante atendido por importações (BEIS).

O Reino Unido é importador líquido de gás natural desde 2004. As importações ocorrem sobretudo através de três grandes terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) – South Hook, Dragon e Isle of Grain – e de gasodutos internacionais que conectam o país à Noruega, Bélgica e Holanda (BEIS). Em 2021, o Reino Unido importou 51,3 bcm de gás, sendo 72% oriundos de gasodutos e o restante de terminais de GNL. Em conjunto, o gás natural da Noruega e do Catar representaram quase 75% do total das importações britânicas (BEIS).

A Noruega é historicamente a principal fonte de volumes importados pelo Reino Unido, devido à proximidade geográfica e à infraestrutura compartilhada no Mar do Norte. Em 2021, as importações britânicas de gás natural oriundas da Noruega foram de 32,5 bcm, respondendo por 63% do total importado e por 38% da oferta líquida (produção doméstica mais importações) (BEIS).

Do lado do GNL, o maior exportador para o Reino Unido é o Catar. Em 2011, 98% de todo GNL importado teve origem do Catar. No entanto, em 2021, esse percentual foi de apenas 39%, o mais baixo dos últimos anos. Isso reflete a crescente diversificação das fontes de importação de GNL para reforçar a segurança do abastecimento no Reino Unido. Em 2021, as importações de GNL vieram de nove diferentes países, incluindo Peru (6%) e Argélia (5%) (BEIS).

As importações de gás oriundas dos EUA e da Rússia aumentaram consideravelmente desde 2018 (BEIS). No entanto, após a invasão à Ucrânia, o governo britânico decidiu interromper as importações de gás russo. Desde março de 2022, o Reino Unido não importou nenhuma carga de GNL da Rússia. Em contrapartida, dados recentes mostram um aumento significativo das importações dos EUA (BEIS).

O Reino Unido, embora seja importador líquido, ainda exporta gás majoritariamente por gasodutos para países vizinhos, como Bélgica, Holanda, Irlanda e Ilha de Man. Em 2021, as exportações foram as

menores históricas desde 1998 devido em grande parte à baixa produção interna após manutenções. Reduções particularmente grandes foram observadas nas exportações em 2021 para a Holanda, queda de 55%, e para a Bélgica, queda de 46%. Apenas as exportações para a Irlanda registraram aumento, mantendo o crescimento verificado nos últimos cinco anos (BEIS). No entanto, em 2022, até o terceiro trimestre, as exportações britânicas voltaram a subir. O Reino Unido apoiou os esforços europeus para redução da dependência em relação ao gás russo, utilizando substancialmente sua infraestrutura de regaseificação de GNL e interconexões com a Europa continental. As exportações foram quatro vezes maiores que as observadas no 3º trimestre de 2021 e 29% acima do recorde anterior do 2º trimestre de 2003. As exportações para a Bélgica e a Holanda durante o trimestre foram maiores do que muitos totais anuais de anos anteriores (BEIS).

O Reino Unido conta atualmente com mais de 7.600 quilômetros (km) de gasodutos de transporte, três terminais de GNL em operação (com capacidade total de regaseificação de 132 milhões de m³ por dia), oito estocagens subterrâneas de gás (com capacidade de até 1,5 bcm), sete estocagens de GNL, 25 estações de compressão e cerca de 270.000 km de rede de distribuição de gás (BEIS) (Figura 3).

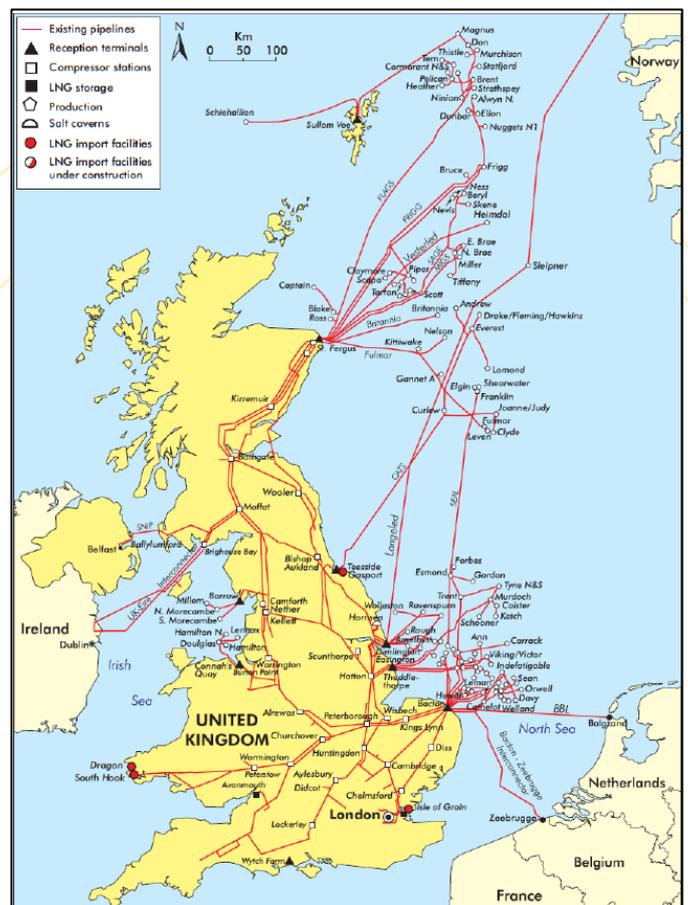


Figura 3. Principais instalações de produção e infraestruturas de gás natural no Reino Unido

Fonte: BEIS.

A existência dessa infraestrutura e variedade de fontes de suprimento permitiram que os impactos decorrentes do conflito na Ucrânia fossem sentidos de forma mais branda que no restante da Europa. As dificuldades do Reino Unido nesse contexto foram em grande parte pelo redirecionamento das rotas de suprimento de GNL ([Shearman & Sterling](#)).

Em função da diversidade de suprimento e da robusta infraestrutura, o mercado de gás britânico se estabeleceu como um dos mais relevantes da Europa. O National Balancing Point (NBP) é um local de comércio virtual para a venda, compra e troca de gás natural do Reino Unido, sendo amplamente utilizado como indicador para o mercado europeu. É o segundo *hub* de comercialização de gás mais líquido da Europa, atrás apenas do Title Transfer Facility (TTF) holandês. O NBP é semelhante em conceito ao Henry Hub nos Estados Unidos, mas difere por não ser um local físico real ([S&P Global](#), [ERCE](#)).

Do ponto de vista da demanda, 78,2 bcm de gás foram consumidos em 2021 no Reino Unido. O setor residencial é o maior demandante, respondendo por 37% do total de gás natural consumido, sendo utilizado principalmente para aquecimento de ambientes e de água. A geração de energia, que consiste em usinas termelétricas e plantas geradoras de calor, ocupa o segundo lugar com 32,7% do gás consumido. Em seguida, destacam-se a indústria em geral com 12,4% e a indústria energointensiva com 6,5%. Por fim, outros consumos finais, como o setor comercial, transportes e administração pública, respondem por 11,4%. Cabe destacar que o perfil do consumo de gás em 2021 ainda possui reflexos da pandemia de Covid-19 ([BEIS](#)).

Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

A demanda de derivados de petróleo no Reino Unido tem declinado desde que atingiu a máxima histórica há 50 anos. Entre 1973 e 2019, o consumo final de derivados no país diminuiu do pico de 2,2 milhões barris de óleo equivalente por dia (boe/d) para 1,5 milhão boe/d, uma redução de mais de 30% ([bp](#)). Esse declínio reflete um conjunto de fatores, como a mudança da estrutura da atividade econômica do país de indústrias energointensivas para o setor de serviços, maior eficiência energética nos setores de transportes e industrial, e a substituição de diesel e óleo combustível por gás na geração de energia, calefação e indústria ([BEIS](#); [WEF](#)). Essa tendência de queda foi acelerada pela pandemia, de tal forma que o consumo em 2021 foi de 1,2 milhão boe/d, cerca de 20% menor que o de 2019 ([bp](#)).

O perfil da demanda de derivados também tem sofrido alterações ao longo das últimas décadas. A *dieselização* da frota britânica de automóveis, especialmente a partir da década de 1990, promoveu

uma profunda substituição da demanda de gasolina por diesel. Entre 1990 e 2021, o consumo de gasolina no Reino Unido recuou 58%, enquanto a demanda total de óleo diesel avançou mais de 40% ([BEIS](#)). Como consequência da queda da demanda e da mudança do perfil de consumo, o segmento de refino de petróleo da Grã-Bretanha passou por grandes transformações. A capacidade de refino do país cresceu rapidamente nas décadas de 1950 e 1960 até alcançar um pico de 3,0 milhões b/d na metade dos anos 1970, com 18 refinarias em operação ([BP](#); [UK Parliament](#)). Desde então, várias dessas unidades foram desativadas, sobretudo nos períodos de 1980-1986 e de 2010-2014. Atualmente, o Reino Unido possui 6 refinarias em operação ao longo de sua costa, somando 1,2 milhão b/d de capacidade ([BEIS](#); [bp](#)). Com o fechamento de refinarias, o Reino Unido tornou-se importador líquido de derivados de petróleo a partir de 2013. Os maiores volumes importados são de óleo diesel e querosene, a fim de atender à demanda local. Em 2021, as importações líquidas de diesel/gasóleo representaram 38% da demanda total deste combustível. A maior parte desse volume importado foi oriunda de países europeus, como Rússia (33%), Holanda (20%) e Bélgica (11%). No caso do querosene de aviação, a dependência externa da Grã-Bretanha é ainda maior. Em 2021, mais de 70% da demanda total de querosene foi atendida por volumes importados, sendo a maior parte proveniente de países do Oriente Médio – Kuwait (18%), Emirados Árabes Unidos (17%) e Arábia Saudita (17%). Em contrapartida, o Reino Unido é exportador líquido de gasolina e óleo combustível ([BEIS](#)).

Como o declínio da produção britânica de petróleo nas últimas duas décadas foi mais acentuado que a redução da capacidade de refino, o Reino Unido tornou-se importador líquido de petróleo a partir de 2005. O país importa a maior parte do petróleo processado em suas refinarias – 87% do total, em média, nos últimos cinco anos. O volume importado em 2021 foi de 723 mil b/d, sendo a maior parte oriunda da Noruega (39%) e Estados Unidos (29%) ([BEIS](#)).

Por outro lado, o Reino Unido também exporta grande parte de sua produção doméstica de petróleo e líquidos de gás natural (LGN) – 80% do total, em média, nos últimos cinco anos. Em 2021, as exportações brutas de petróleo foram superiores a 600 mil b/d, sendo mais de 70% destinado para países europeus, como a Holanda (50%) ([BEIS](#)).

Para atendimento do mercado interno e do comércio internacional de petróleo e derivados, o Reino Unido conta com uma extensa rede de oleodutos, além de mais de 60 terminais, dentre aquaviários e terrestres ([UKPIA](#), [UKPIA](#)), conforme exibido na Figura 4.

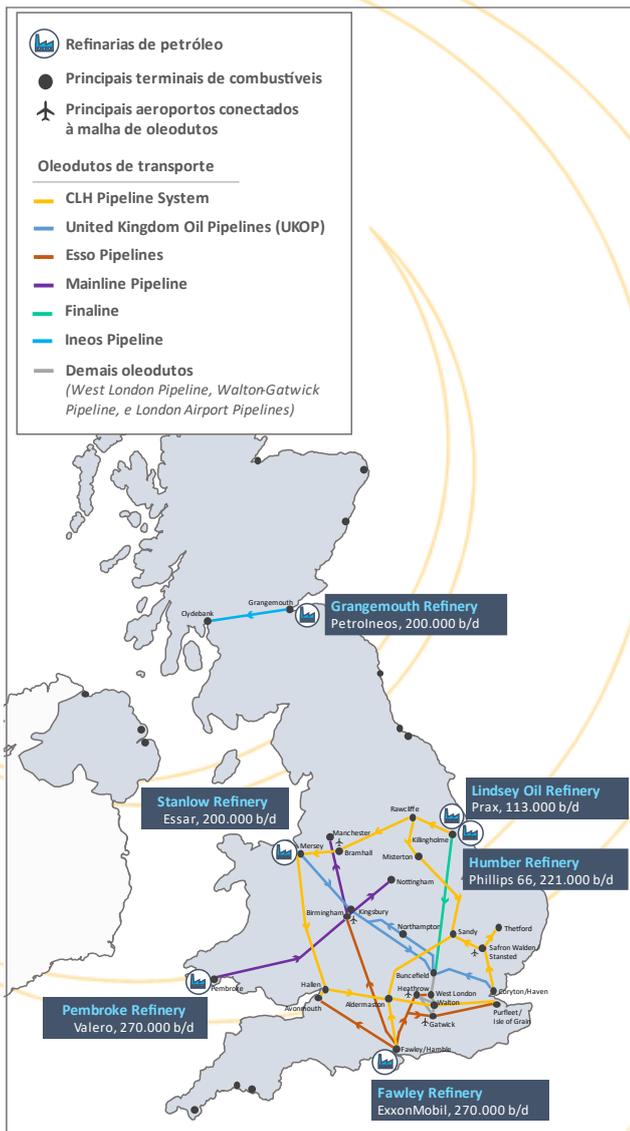


Figura 4. Principais infraestruturas de petróleo e derivados no Reino Unido

Fonte: Elaboração própria a partir de [BPA](#), [Exolum](#), [UKPIA](#) e [UK Parliament](#).

A malha de oleodutos de transporte possui cerca de 5.000 km de extensão e está concentrada na porção sul da Inglaterra, conectando refinarias, centrais petroquímicas, terminais e principais aeroportos ([UKPIA](#)). O Reino Unido não possui nenhum oleoduto internacional de derivados conectando o país ao continente europeu.

Adicionalmente, o Reino Unido possui uma ampla rede de oleodutos para escoamento do petróleo do Mar do Norte até terminais costeiros na Escócia e no norte da Inglaterra. Destes, o Norpipe Oil é o único oleoduto em operação que cruza as fronteiras internacionais da Grã-Bretanha, sendo responsável pelo escoamento de petróleo e LGN do campo de Ekofisk e adjacentes, em águas norueguesas, para o Terminal de Teesside, na costa leste do país ([ConocoPhillips](#)).

Apesar do declínio da produção no Mar do Norte, o Reino Unido se mantém altamente relevante no mercado internacional do petróleo. Dentre as correntes transacionadas no mundo, o Brent tornou-se o principal petróleo marcador global (*benchmark*), sendo referência para grande parte dos contratos de comercialização e fórmulas de precificação de petróleo ao redor do mundo ([Silvério](#)).

Estratégias de descarbonização, transição e segurança energética

A matriz energética do Reino Unido mudou drasticamente nas últimas décadas. Metade da geração elétrica provém atualmente de fontes de energia de baixo carbono (eólica, solar, hidrelétrica, outras renováveis e nuclear), além de 40% de combustível de transição (gás natural). A capacidade de geração elétrica a partir de fontes renováveis mais do que quintuplicou desde 2010, sendo impulsionada pelo avanço das energias eólica e solar e da biomassa ([BEIS](#)).

Nesse contexto, o Reino Unido firmou em lei em 2021 o compromisso de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 78% até 2035, em comparação com os níveis de 1990, sendo considerada pelo governo como “a meta climática mais ambiciosa do mundo” ([UK](#)).

Ademais, o governo britânico apresentou a sua “Estratégia Net Zero”, na qual estabelece políticas e propostas para descarbonizar todos os setores da economia do país para atingir o zero líquido até 2050.

Dentre os principais pontos da Estratégia, destacam-se: totalidade da geração de energia elétrica a partir de fontes limpas até 2035, sujeita à segurança do abastecimento; 40 GW de capacidade eólica *offshore* até 2030; 5 GW de capacidade de geração de hidrogênio de baixo carbono até 2030; banimento das vendas de automóveis novos movidos apenas a diesel ou a gasolina até 2030; apoio à aceleração da eletrificação e da infraestrutura de recarga; e quatro instalações de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) até 2030, visando à captura anual de até 10 milhões de toneladas de CO₂ ([UK](#)).

Apesar do progresso político positivo, a implementação da Estratégia Net Zero exigirá investimentos expressivos. Para cumprir com a série de propostas, o governo britânico prevê necessidade de capital da ordem de £ 90 bilhões, sendo £ 26 bilhões de financiamento estatal, o que permitiria a criação de até 440 mil empregos ([UK](#)). No entanto, medidas recentes introduzidas pelo governo britânico¹, visando à segurança energética e ao alívio das contas de energia à população, podem entrar em conflito com as metas e compromissos climáticos de longo prazo do país ([Goldberg et al.](#)).

¹ Dentre as medidas, destacam-se o anúncio de nova rodada de licitação de óleo & gás, a suspensão formal da moratória sobre *shale gas*, a Lei de Imposto sobre Lucros de Energia – que impõe sobretaxa de 25% sobre os lucros extraordinários de empresas de energia,

e a Lei de Preços da Energia – que determina, entre outros pontos, limites aos preços de energia para consumidores domésticos ([Goldberg et al.](#)).

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

Após o início do conflito na Ucrânia, em fevereiro de 2022, ficou evidente a vulnerabilidade europeia com relação ao fornecimento de gás natural russo, e aumentou o interesse da União Europeia (UE) em avançar na transição energética. Entretanto, no início de outubro, os altos preços da energia elétrica desaceleraram a eliminação gradual dos subsídios aos combustíveis fósseis ([S&P GLOBAL](#)), com o início do inverno no Hemisfério Norte e o aumento da preocupação com o acesso ao aquecimento residencial das classes sociais mais vulneráveis. No centro das atenções da UE sobre o abastecimento de gás natural russo aos mercados europeus, estava a operação dos gasodutos *offshore* Nord Stream 1 e 2², que pararam em novembro após explosões ([NORD STREAM](#)). Para a indústria de gás natural na Europa, foram notados os seguintes aumentos: das importações de GNL, dos volumes de gás natural em estocagens subterrâneas³ e da volatilidade de preços. Para a indústria de óleo, o embargo à importação de petróleo russo pela via marítima e a implantação de um preço-teto para a aquisição de óleo russo entraram em vigor em dezembro ([BBC](#)). Além das tensões geradas pela guerra, outro fator complicador do cenário mundial, foi o crescimento de 3% do PIB da China⁴ em 2022, abaixo da meta de 5,5%, resultado influenciado pelas restrições do governo para conter a crise sanitária de Covid-19 ([FINANCIAL TIMES](#)).

Em agosto, os preços do gás natural registraram recordes na Europa e na Ásia conforme mostrado na Figura 5. Junto às questões geopolíticas decorrentes do conflito entre Rússia e Ucrânia, as condições do clima e os estoques de gás natural tiveram um papel importante ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([BANCO MUNDIAL](#)). A crescente demanda da Europa por GNL para substituir o fornecimento de gás natural russo levou a um mercado global mais apertado, resultando em preços elevados e subsequente queda na demanda. Devido às limitações de oferta e de incertezas sobre as importações de gasodutos da Rússia, a Europa importou quantidades recorde de GNL em 2022, visando seu abastecimento para o inverno ([IEA](#)) ([IEA](#)) ([EIA](#)) ([BANCO MUNDIAL](#)).

O preço do gás natural nos principais *hubs* de comercialização do continente dispararam de patamares de US\$ 30 a US\$ 60/MMBtu em julho para picos em agosto de US\$ 70/MMBtu para o NBP e o JKM

(Japan Korea Marker) até picos de US\$ 100/MMBtu para o TTF ([PLATTS](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)).

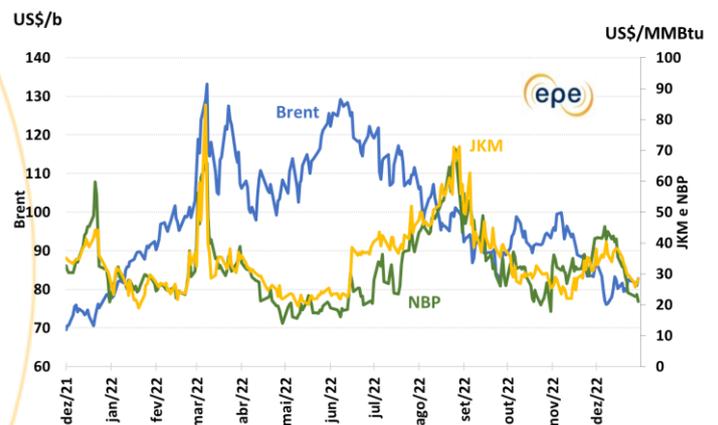


Figura 5 - Preços de Brent, JKM (Ásia) e NBP (UK) ([EIA](#); [S&P GLOBAL](#); [S&P GLOBAL](#))

Na Ásia, os preços do GNL foram orientados pelo mercado europeu e ficaram entre US\$ 40 e US\$ 50/MMBtu no JKM (*Japan Korea Marker*), em julho, com picos de US\$ 70/MMBtu em agosto, devido às compras para o inverno e aos baixos níveis de estocagem no Japão e na China ([Platts](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)). A tendência de subida dos preços foi revertida com a recuperação antecipada dos níveis de armazenamento de gás natural na Europa, que conseguiu preencher 94% da capacidade total ao final de outubro ([AGSI+](#)). A demanda europeia por gás natural foi reduzida em resposta aos preços elevados e ao clima com temperaturas mais amenas. Houve ainda a contribuição de políticas governamentais de redução do consumo de gás natural ([BANCO MUNDIAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([NATURE](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)) ([S&P GLOBAL](#)). Outros impactos dos níveis elevados de preços foram percebidos nos produtores e consumidores, como o redirecionamento de fluxos de gás natural, a priorização de contratos de médio e longo prazo ao invés do mercado à vista e a substituição por carvão e energia nuclear ([IEA](#)) ([IEA](#)) ([BANCO MUNDIAL](#)) ([REUTERS](#)). Esses eventos contribuíram para a acentuada volatilidade nos preços do gás natural nos mercados europeu e asiático no 1º semestre ([JOGMEC](#)) ([BBC](#)) ([REUTERS](#)) ([EIA](#)) ([PLATTS](#)) ([REUTERS](#)) ([EIA](#)), que acompanhou a redução para patamares pré-conflito Rússia-Ucrânia no 4º trimestre.

² Os gasodutos Nord Stream 1 e 2 (NS1 e NS2) operam desde 2011 e 2012, são paralelos, possuem 1.224km e 48 polegadas cada, estão abaixo do Mar Báltico, indo desde o noroeste da Rússia até a Alemanha e possuem capacidade total de transporte igual a 55 bilhões m³/ano, correspondendo a demanda de 26 milhões de residências europeias. A russa Gazprom detém 51% de participação ([NORD STREAM](#)).

³ No início de novembro, a UE atingiu 95% do limite de estocagem subterrânea de gás natural. Até novembro de 2023, a Comissão Europeia planeja que as instalações de armazenamento tenham, no mínimo, 90% de sua capacidade total atingida ([GIE](#)).

⁴ Exceto em 2020, no início da pandemia, quando o PIB anual expandiu 2,2%, o crescimento foi o mais fraco desde 1976 ([FINANCIAL TIMES](#)).

O gás natural europeu caiu para faixa de US\$ 20 a US\$ 40/MMBtu em outubro, com o preenchimento das estocagens antes do previsto, a demanda reduzida em resposta aos preços elevados e às temperaturas mais amenas. Nesse período também ocorreram reversões e aumentos dos *spreads* típicos entre preços na Europa e na Ásia, com preços TTF e NBP acima do JKM, o qual caiu para US\$ 29,83/MMBtu em outubro ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([EIA](#)). Essa reversão se manteve nos meses de novembro e dezembro, mesmo com a situação de estocagens bem abastecidas na Europa e na Ásia, e temperaturas mais amenas no inverno no hemisfério norte. Ao final de dezembro, os preços do gás chegaram a US\$ 25/MMBtu na Europa e US\$ 30/MMBtu no JKM ([BANCO MUNDIAL](#)) ([PLATTS](#)) ([ICE](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([JOGMEC](#)) ([REUTERS](#)). Nesse cenário tumultuado de preços de gás, os países exportadores indicaram que os contratos de compra de longo prazo seriam fundamentais para garantir os investimentos em *upstream* ([GECF](#)).

A produção média de gás natural nos Estados Unidos foi de 2,77 bilhões de metros cúbicos/dia em 2022, superando a alta histórica de 2021 (2,68 bilhões de metros cúbicos/dia). Entre as causas, podem ser destacados os seguintes aumentos: do número de poços na fase de completação, da quantidade de plataformas em operação e da aprovação de projetos de gasodutos interligados aos terminais de GNL ([EIA](#)). O crescimento da produção de gás natural está sendo incentivado nos Estados Unidos, enquanto o carvão está em declínio e os projetos eólicos e solares enfrentam maior resistência pública ([FORBES](#)).

Como os preços do gás natural na Europa e os preços *spot* do GNL na Ásia atingiram recordes no 3º trimestre de 2022, houve redução de demanda mundial de gás e mudanças de consumo elétrico na Europa⁵ para carvão e petróleo. O consumo europeu de gás caiu mais de 10% nos primeiros oito meses de 2022 em comparação com o mesmo período de 2021, impulsionado por uma queda de 15% no setor industrial ([IEA](#)). Para tentar proteger os consumidores europeus do aumento nos preços da energia, a Comissão Europeia estuda um teto para o preço do gás⁶, entretanto os produtores temem os impactos na liquidez, sobretudo para empresas de pequeno porte ([REUTERS](#)). A demanda norte-americana de gás natural foi impulsionada pelo consumo para geração de energia elétrica devido

ao terceiro verão mais quente registrado, além das exportações de GNL, que atingiram um pico no 1º semestre e continuaram elevadas devido ao aumento de cargas enviadas para a Europa ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([BANCO MUNDIAL](#)). Os níveis de armazenamento de gás natural foram historicamente baixos até o 3º trimestre, mas em setembro e outubro houve injeções de gás nas estocagens acima da média. Adicionalmente, as temperaturas foram mais amenas e houve aumento na produção de gás natural, contribuindo para um recorde de preços no Henry Hub, em média de US\$ 8,81/MMBtu em agosto, o nível mais alto desde 2008, seguido de queda para uma média de US\$ 5,55/MMBtu no 4º trimestre ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA](#)) ([EIA, 2022](#)) ([Platts](#)) ([JOGMEC](#)) ([Banco Mundial](#)).

Recentemente, a Rússia fortaleceu suas parcerias comerciais e estratégicas com a China, que continua investindo na infraestrutura de gás⁷ para manter seu crescimento econômico e monetizar as reservas chinesas de carvão⁸. A China está diminuindo as medidas preventivas de Covid-19, mas sua economia enfrenta a retração do mercado imobiliário e das exportações. A demanda de gás natural chinesa em 2022 foi de 364 bilhões de metros cúbicos e espera-se que em 2023 atinja 386 bilhões m³, em ritmo mais lento do que as taxas de crescimento dos últimos anos ([S&P GLOBAL](#)). Estima-se que a capacidade de recebimento de GNL no país, atualmente de 101 milhões de toneladas/ano, aumente para 130 milhões de toneladas/ano em 2023 e para cerca de 200 milhões de toneladas/ano até 2025 ([S&P GLOBAL](#)). Com a diminuição das vendas do gás russo para a UE, as economias asiáticas, como China, Vietnã e Laos ([CFR](#)), poderão estreitar seus laços econômicos com a Rússia, porém arriscarão sofrer sanções econômicas ([PETROLEUM ECONOMIST](#)).

Sobre a oferta de gás para o mercado europeu, para tentar mitigar as oscilações de preços da energia e manter as instalações europeias de armazenamento cheias, os países da UE, que em 2021 importaram 155 bilhões m³ de gás natural russo, incluindo GNL, voltaram-se para o mercado internacional. A movimentação de navios de GNL destinados à Europa aumentou mais de 50% em relação a 2021 ([NEW YORK TIMES](#)). Foram importados 111 bilhões m³ de GNL globalmente entre janeiro e outubro, sendo 17,8 bilhões m³ provenientes de navios saídos da Rússia, a segunda maior fonte (16%), atrás dos EUA

⁵ A Europa busca um novo arranjo do mercado de energia separando os preços do gás daqueles relativos à energia elétrica ([S&P GLOBAL](#)), pois existe grande divergência nos preços de energia no atacado causada pelos gargalos de infraestrutura, pelas políticas de subsídios e/ou de preços máximos diferentes em cada país ([IMF](#)).

⁶ A Comissão Europeia propôs a introdução de um limite para o contrato de primeiro mês no TTF, que é o hub de comercialização de gás natural com maior liquidez na Europa ([REUTERS](#)).

⁷ Em dezembro, foram concluídos 3 gasodutos de 56 polegadas/cada e 10.200km saindo da Rússia para Xangai. Todo o projeto transportará 38 bilhões m³/ano de gás russo para a China a partir de 2024 sob um acordo de US\$ 400 bi de 30 anos assinado entre a Gazprom e a China National Petroleum Corp. ([PTJ](#)).

⁸ Em novembro, entrou em operação o gasoduto Shen'an da China National Offshore Oil Corp (CNOOC) de 623km e capacidade de 5 bilhões m³/ano das reservas não convencionais de *coalbed methane* na Bacia Qinshui até a Bacia Erdos, localizada 300km ao sul de Pequim. Essas bacias tinham produtividades baixas e custos altos ([OGJ](#)).

com 42% ([FINANCIAL TIMES](#)). Em relação ao futuro do mercado de GNL, estima-se que a capacidade de importação na UE⁹ aumentará 19 bilhões m³ (34%) até 2024¹⁰ em comparação com 2021 ([EIA](#)). Os EUA tendem a continuar sendo o principal fornecedor de GNL para a Europa até o final de 2023, pois os custos de frete são menores comparados à Austrália e ao Catar^{11,12}, maiores exportadores globais de GNL¹³ ([REUTERS](#)). A oferta limitada de petróleo e gás russo para a Europa está levando os investidores a apostarem na exploração de petróleo e gás na Namíbia, no Egito e em novos projetos de GNL em Moçambique¹⁴ ([INVESTMENT MONITOR](#)).

Os preços de petróleo caíram ao longo do semestre conforme apresentado na Figura 6 devido às expectativas de aumento da produção dos Estados Unidos e à medida que dados de crescimento econômico da China e as crescentes restrições à Covid-19 pesaram sobre a demanda.



Figura 6 - Preços de Brent e Henry Hub (EUA) ([EIA](#); [EIA](#))

Houve elevação no começo de dezembro, depois que a Opep+ (Organização de Países Exportadores de Petróleo e Aliados) decidiu manter o corte de 2 milhões b/d decidido na reunião anterior, apesar das preocupações mundiais relativas à disponibilidade de petróleo ([ARGUS](#)). No entanto, os preços diminuíram com o anúncio de implementação de novas sanções ao petróleo russo pela UE e G7 ([EUROPEAN COMMISSION](#)) ([ARGUS](#)).

Dúvidas sobre o crescimento futuro da economia global, o surto de casos de Covid-19 na China, o aumento de juros nos EUA e a desvalorização do dólar, também fizeram os preços de petróleo retraírem, com o Brent fechando o semestre a US\$80/b ([REUTERS](#)). Desdobramentos do conflito na Ucrânia afetaram os estoques mundiais de derivados de petróleo, que vinham registrando redução de capacidade em anos recentes com o fechamento de refinarias, principalmente na Europa, durante a pandemia de Covid-19, diminuindo em 3,5 milhões b/d a capacidade global de destilação. Essa capacidade perdida foi parcialmente compensada pela entrada de novas refinarias, sobretudo na Ásia. Preocupações quanto ao suprimento de óleo diesel fizeram tanto o preço quanto seu *crack spread*¹⁵ atingirem altos patamares, com variações de 70% e 425%, respectivamente, no mês de outubro comparado ao mesmo mês no ano anterior ([IEA](#)). Em 2022, o aumento na produção de derivados na comparação com o ano anterior veio principalmente através da ampliação do fator de utilização das refinarias, que ao longo do segundo semestre atingiu níveis que não eram verificados desde antes da pandemia. Considerando refinarias em etapas finais de construção, projeta-se que a elevação de 2,7 milhões b/d de capacidade de processamento até o fim de 2023, ajudando a reequilibrar o mercado após a entrada em vigor do embargo a produtos russos ([IEA](#)).

A União Europeia concordou em instituir um preço-teto para a comercialização do petróleo russo, fixado em US\$ 60/b a partir de 5 de dezembro, objetivando limitar os lucros russos com a venda de petróleo ([REUTERS](#)). Em resposta à fixação do preço-teto, a Rússia ameaçou cortar sua produção em 500 a 700 mil b/d como retaliação. Posteriormente, o governo russo decidiu banir exportações de petróleo para países que implementarem o preço teto ([REUTERS](#)) ([REUTERS](#)).

⁹ Em outubro, a Centrica, proprietária da British Gas, reabriu o armazenamento subterrâneo de gás em Rough, na costa leste da Inglaterra, com capacidade atual para armazenar 850 milhões de m³. O projeto adiciona 50% ao volume de armazenamento de gás do Reino Unido, equilibrando os preços de gás ([CENTRICA](#)).

¹⁰ Muitos dos novos projetos de regaseificação podem ser desenvolvidos de forma relativamente rápida, fretando unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRUs), enquanto outros serão ampliações das capacidades dos terminais terrestres existentes ([EIA](#)).

¹¹ O Catar aposta que, mesmo com grande parte do mundo tentando reduzir as emissões de GEE, a demanda por GNL, continuará crescendo, pois o GNL substituirá o carvão e será *backup* da energia solar e eólica ([NEW YORK TIMES](#)).

¹² Em julho, a QatarEnergy assinou acordo com a Shell para desenvolver o maior projeto de exportação de GNL do mundo, North Field East (NFE), cuja conclusão está prevista para 2027, quando a produção de GNL no Catar atingirá 126 Mtpa contra os atuais 77 Mtpa. O North Field faz parte do maior campo de gás do mundo que o Catar compartilha com o Irã, que chama sua parte de South Pars ([REUTERS](#)) ([REUTERS](#)).

¹³ O tempo de viagem de Cove Point, nos EUA, até o porto de Brunsbuttel, na Alemanha - maior consumidor de gás da Europa - é aproximadamente metade do tempo de viagem para o mesmo porto do Catar e um terço do tempo de viagem da Austrália. O único grande exportador de GNL que está mais próximo dos principais compradores da Europa é a Argélia, mas os vendedores de lá devem lutar para aumentar os volumes disponíveis para a Europa, já que a maioria das cargas já é negociada por outros compradores sob contratos de longo prazo ([REUTERS](#)).

¹⁴ O Departamento de Parcerias de Energia dos EUA anunciou medidas para apoiar a transição energética em Moçambique, incluindo o desenvolvimento da indústria de gás natural e de energia renovável ([ESTADOS UNIDOS](#)).

¹⁵ *Crack spread* é a diferença estimada entre o preço do produto refinado e o óleo cru. A relação clássica apresentada no processo de produção é 3:2:1, ou seja, três barris de petróleo são capazes de produzir dois barris de gasolina e um barril de óleo diesel. O *crack spread* pode ser então calculado subtraindo o somatório do preço dos dois barris de gasolina e de óleo diesel pelo preço do barril de petróleo bruto.

A Rússia tem alterado seu fluxo de exportação de petróleo ao longo do ano, aumentando suas vendas para China, Índia e Turquia, que já respondem por 70% das cargas marítimas de petróleo russo. Como comparação, em 2021, a Europa respondia por mais de 50% desse valor ([BBC](#)). Em dezembro, carregamentos originados na Rússia tiveram uma redução estimada de 430 mil b/d (14%), em função do embargo à importação por via marítima na Europa ([S&P GLOBAL](#)).

Considerações finais

Durante as discussões globais sobre as participações dos combustíveis não-renováveis nas matrizes energéticas de diversos países, aconteceram duas importantes conferências das Nações Unidas sobre questões ambientais: das Mudanças Climáticas ([COP27](#))¹⁶, em novembro, no Egito e da Biodiversidade ([COP15](#))¹⁷, no Canadá.

As incertezas com relação a preços e oferta em decorrência do conflito na Ucrânia ocasionam, em alguns momentos, sinalizações de distintos países em direções opostas. Por um lado, a preocupação com a segurança energética contribuiu para a retomada de investimentos em combustíveis fósseis. Por outro, alguns países e empresas enxergaram a crise energética global como um ponto de virada em direção a um sistema de energia mais limpo, acessível e seguro. Além de medidas de curto prazo para proteger os consumidores dos impactos da crise, alguns países aceleraram as mudanças estruturais ([IEA](#))¹⁸. O Senado dos Estados Unidos aprovou um pacote de US\$ 430 bilhões que visa, entre outros objetivos, combater as mudanças climáticas. A Lei de Redução da Inflação inclui algumas das legislações climáticas mais significativas já promulgadas nos EUA, com US\$ 369 bilhões dedicados a programas climáticos e projetos de desenvolvimento de energia eólica e solar, bem como de melhoria de eficiência energética e de utilização de baterias para armazenar e ofertar energia limpa à rede¹⁹ ([Congresso dos Estados Unidos](#)).

Aumentos na produção de gás natural dos EUA, exportações frequentes de GNL para a Europa e o declínio do consumo doméstico nos setores de energia elétrica e industrial poderão limitar a pressão ascendente sobre os preços de gás natural em 2023 ([S&P GLOBAL](#)).

A produção global de petróleo deve crescer a um ritmo mais lento, impactada negativamente pela Rússia, que pode ter uma queda de até 1,5 milhão b/d em seus volumes produzidos em 2023, em função das sanções aplicadas pela UE e pela maior dificuldade logística para distribuir seu petróleo. Em contrapartida, os principais países que terão aumento em sua produção de óleo são os não participantes da Opep, sendo o principal os Estados Unidos, mas com destaque também para Brasil, Canadá, Noruega e Guiana ([IEA](#)). Essa nova oferta de petróleo e GNL estado-unidense, junto à melhor organização do mercado global após o redirecionamento dos fluxos russos, vislumbra a possibilidade de redução dos preços de gás natural e derivados de petróleo, independentemente de eventual acirramento do conflito na Ucrânia e das tensões entre as potências geopolíticas.

As perspectivas para o mercado de gás permanecem nebulosas devido às incertezas de suprimento do gás russo. Em um cenário em que as exportações de gás da Rússia via gasodutos para a Europa tornem-se nulas em 2023, e as importações de GNL da China se recuperem para os níveis de 2021, existe o risco de déficit no fornecimento global de gás²⁰. A Europa tenta acelerar a diversificação da oferta de gás²¹ e investe em energias renováveis²², entretanto continuará dependente das importações de minerais críticos²³ e componentes eletrônicos da Ásia, exigindo esforços adicionais para garantir a sua segurança energética e manter os seus compromissos climáticos.

¹⁶ Na conferência, foi reafirmado o compromisso de limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais (Acordo de Paris) e criado um fundo para perdas e danos causados pelos efeitos das mudanças climáticas. Estima-se que a transformação global para uma economia de baixo carbono exigirá investimentos superiores a US\$ 4 trilhões/ano ([UNFCCC](#)).

¹⁷ Foram assinados acordos para proteger 30% das terras e águas importantes para a biodiversidade até 2030. Atualmente, apenas 17% das áreas terrestres e 10% das marinhas estão protegidas. O financiamento prevê pelo menos US\$ 20 bilhões/ano até 2025 para os países mais vulneráveis, aumentando para US\$ 30 bilhões/ano até 2030. ([UNFCCC](#)).

¹⁸ As respostas mais notáveis incluem a Lei de Redução da Inflação dos EUA, o pacote 'Fit for 55' da UE e o plano REPowerEU, o programa *Green Transformation* (GX) do Japão ([OGJ](#)). Os EUA e os Emirados Árabes Unidos assinaram um acordo que ajudará a angariar US\$ 100 bilhões em investimentos para desenvolver 100 GW de energia limpa globalmente até 2035, enquanto os dois produtores de petróleo buscam aumentar seus portfólios de energias renováveis em meio a metas de emissões líquidas zero ([PLATTS](#)).

¹⁹ O plano poderia reduzir as emissões de 31% a 44% em comparação com os níveis de 2005 até 2030. Sem a legislação, a redução seria de 24% a 35% ([RHODIUM GROUP](#)).

²⁰ Nesse caso, as medidas já tomadas pela UE sobre eficiência energética e energias renováveis somadas ao aumento da geração nuclear e hidrelétrica poderão reduzir a lacuna entre oferta e demanda de gás ([IEA](#)).

²¹ Formuladores de políticas públicas tentam manter o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis no foco das discussões em 2023, pois atrasos em decisões políticas, incertezas financeiras e problemas na cadeia de suprimentos dificultam o avanço dos projetos ([S&P GLOBAL](#)).

²² O norte da África pode tornar-se um parceiro importante para que a Europa atinja as metas do Pacto Ecológico Europeu (*European Green Deal*), pois tem grande potencial para exportar o excedente da geração de energia solar e eólica e possui matérias-primas críticas para a produção de equipamentos eletrônicos ([ECFR](#)).

²³ Na competição global pelas tecnologias de geração de energia renováveis, a China controla significativamente os insumos como os painéis solares, as baterias de veículos elétricos e as jazidas de terras raras, lítio e cobalto ([PETROLEUM ECONOMIST](#)).

III. CONJUNTURA BRASIL

A amplitude das variações dos preços foi uma das marcas do 2º semestre de 2022, amplificada por turbulências externas e internas. Apesar disso, a demanda por combustíveis respondeu ao crescimento econômico e da atividade. As atividades de exploração e produção (E&P) receberam investimentos e atingiram novos recordes, respondendo a incentivos regulatórios e econômicos. Os segmentos *mid* e *downstream* receberam recursos para garantir a logística e o abastecimento, além de estimular a demanda, especialmente de gás natural. E a formação de preços ganhou visibilidade, particularmente com alterações na tributação e no RenovaBio para reduzir o repasse da volatilidade dos preços internacionais e do câmbio diretamente para os preços dos consumidores finais.

A economia brasileira registrou crescimento de 3,6% no 3º trimestre, quando comparado ao mesmo período de 2021 (IBGE). No entanto, ocorreram flutuações significativas na atividade econômica (BCB), além da desaceleração do crescimento no trimestre para 0,4%. A inflação de doze meses, acumulada em mais de 10% (IBGE), contribuiu para o aumento dos juros básicos - acima de 13% anuais (BCB).

A redução nos preços dos combustíveis permitiu a mitigação do processo inflacionário, ao mesmo tempo em que a Emenda Constitucional (EC) nº 123/2022²⁴ injetou recursos na economia. Após o recorde dos preços internacionais em junho, eles começaram a se reduzir²⁵, mantendo-se em patamares historicamente altos (ANP). A mesma acomodação não foi percebida nos preços de realização²⁶ (ver [seção](#)

[estatísticas](#)), com os preços do óleo diesel no 2º semestre ficando 16,4% acima do 1º semestre (ANP).

A estrutura tributária foi continuamente alterada ao longo de 2022. A partir de julho, a redução da base de cálculo do ICMS, pelo uso da média móvel de 60 meses dos preços de revenda (CONFAZ), combinada à flexibilização das exigências do RenovaBio²⁷, amenizaram os impactos dos elevados preços de realização do óleo diesel. Para os preços da gasolina, o impacto foi mais significativo a partir da mudança de preço base para recolhimento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) combinada com a limitação da alíquota de ICMS a 18% e com a desoneração da tributação federal, (BRASIL; CONFAZ)²⁸ além da diminuição nos preços nas refinarias, permitiram uma redução no preço médio de revenda em 25% do 1º para o 2º semestre. A tributação dos combustíveis foi também simplificada com a introdução de alíquotas *ad rem*²⁹.

Os preços também impactaram a demanda por combustíveis. As vendas médias mensais entre julho e novembro para o ciclo Otto ficaram 14,3% acima das registradas no 1º semestre (ANP) pela redução nos preços da gasolina e em grande parte pelo aumento da renda da população (IBGE). Embora as vendas de etanol hidratado tenham subido, 80% do aumento no ciclo Otto foi atendido pela gasolina C. Índices pluviométricos e temperaturas abaixo do normal, além de altos preços do açúcar desfavoreceram a oferta de etanol hidratado (CONAB).

²⁴ O Congresso promulgou a Proposta de Emenda Constitucional (PEC) 15/22, se tornando a EC 123, autorizando o Governo Federal a gastar R\$ 41,25 bilhões fora do teto dos gastos públicos até o final de 2022, para aumentar benefícios como o Auxílio Brasil e o Vale gás, e conceder ajuda financeira a caminhoneiros e taxistas. A EC também determinou que a União e os Estados mantenham, em termos percentuais, a diferença de alíquotas aplicáveis a cada combustível (fóssil e renovável) em patamar igual ou superior ao vigente em 15 de maio, por 20 anos. (CÂMARA)

²⁵ A queda projetada nas exportações de energia russa não se materializou, fazendo o mercado de petróleo ficar menos escasso do que previsto no início do ano, levando a uma queda nos preços internacionais. (IEA)

²⁶ Preços de realização são os preços dos derivados ex refinaria (quando produzidos no país) ou na saída do terminal (quando importados), deduzidos, em ambos os casos, tributos e subsídios (EPE)

²⁷ Outra ação para reduzir os preços do óleo diesel B foi o adiamento das metas do RenovaBio. O preço dos créditos de descarbonização (CBIO) ultrapassou a marca de R\$ 200 em junho, representando, entre R\$ 0,15 e R\$ 0,20 por litro do preço final da gasolina e do óleo diesel (FOLHA). A postergação da data para comprovação de atendimento às metas individuais concedeu mais tempo às distribuidoras, reduzindo a pressão de compra sobre os créditos, e consequentemente seus valores (MME).

²⁸ A desoneração da tributação federal no final de junho, e a redução da base e alíquota do ICMS, fizeram o preço de revenda da gasolina cair de R\$ 7,25/l em junho para R\$ 6,05/l em julho. (ANP)

²⁹ Uma alíquota *ad rem*, ou específica, significa que uma importância em dinheiro incide sobre uma unidade prevista em lei, no caso dos combustíveis o volume. A alíquota *ad rem* será uniforme em todo território nacional.

Apesar de preços ainda elevados para o óleo diesel, a demanda do combustível também registrou alta de 8,9%. Esse acréscimo é explicado, em grande parte, pelo aumento do consumo das famílias, das vendas de veículos a diesel, e pela safra agrícola recorde, especialmente no Centro-Oeste do País (EPE). As vendas de querosene de aviação (QAV) cresceram 8,8%, em função da recuperação dos voos domésticos, que começam a se aproximar dos níveis pré-pandemia (EPE).

As refinarias aumentaram sua produção em 2,4% no semestre, elevando sua produção mensal em 0,24 milhões m³. Por sua vez, o aumento nas vendas mensais de derivados foi de 1,7 milhão m³. Tal diferença entre produção e vendas promoveu um aumento das importações, especialmente de óleo diesel (ANP). Destacam-se os investimentos em refino no Plano Estratégico 2023-27 da Petrobras, com R\$ 9,2 bilhões alocados para refino e gás natural, aumento de 30% em relação ao plano anterior (PETROBRAS). A estatal prevê um aumento de 154 mil b/d em capacidade de refino, além de investimentos específicos em biorrefino. Apesar dos investimentos, projeta-se que o Brasil permanecerá como importador líquido de derivados de petróleo durante a próxima década, com destaque para as importações de óleo diesel, nafta e QAV (EPE). Em consonância com esta perspectiva, foi noticiado o plano da Vibra Energia de investir de R\$ 350 a R\$ 400 milhões anuais em infraestrutura para importações de combustíveis (REUTERS)³⁰.

No setor de gás natural, houve uma redução na demanda nacional, que caiu de 93,5 milhões m³/d em 2021 para 65,6 milhões m³/d no 3º trimestre (-30%). Essa redução foi atribuída, principalmente, à queda na geração termelétrica a gás natural, que se reduziu em 71% entre a média de 2021 e o 3º trimestre (MME), frente a uma oferta hidráulica em alta de 16,8% no acumulado até outubro, após as secas de 2021 (MME) (ONS). Essa queda no consumo de gás natural para as usinas térmicas resultou na redução da regaseificação nacional, que havia sido de 26,2 milhões m³/d em 2021,

caindo para 4,8 milhões m³/d no 3º trimestre (-82%). Neste período foram observados elevados preços internacionais de GNL. Contudo, a baixa necessidade de geração elétrica a gás resultou em poucas cargas efetivamente importadas pelo país no segundo semestre. Em relação ao consumo não termelétrico de gás natural, entre junho e outubro, nos segmentos industrial, residencial e comercial houve aumentos de preços aos consumidores finais, porém limitados a 8%, 4% e 5%, respectivamente. Por outro lado, no segmento automotivo, os preços se reduziram em 3% para os postos revendedores e 8% para os consumidores finais no mesmo período (MME).

No que tange à importação de gás boliviano, houve a celebração de um novo aditivo ao contrato com a YPF. O aditivo assinado refere-se ao perfil de compromissos de entregas pela YPF dos volumes contratados pela Petrobras, em função da disponibilidade da YPF e dos seus contratos assumidos com outros agentes do mercado. O aditivo prevê a manutenção do volume contratado máximo de 20 milhões m³/d (PETROBRAS), e ocorre após a redução unilateral em 30% das exportações de gás ao Brasil, ocorrida no 1º semestre (EPE). Ocorreu também a 4ª Chamada Pública de contratação de capacidade para o Gasbol. O objetivo era contratar a capacidade remanescente para o período de 2023 a 2026, além da capacidade existente para 2027. Porém, foram contratadas capacidades apenas para 2023 e 2027. A Petrobras e a Galp alocaram capacidade de entrada no ano de 2023 enquanto a Sulgas e a Petrobras contrataram capacidade de saída para 2023 e 2027 (EPBR) (TBG).

Relativo à demanda termelétrica a gás natural futura, ocorreu o Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia de 2022. O objetivo desse leilão era implementar as obrigações de contratação de geração termelétrica movida a gás natural trazidas pela Lei nº 14.182/2021, da desestatização da Eletrobras, posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 11.042/2022. Foram contratadas três termelétricas a gás natural, totalizando 754 MW de capacidade instalada. Os

³⁰ Outros destaques em investimentos em infraestrutura que podem facilitar a movimentação de combustíveis são a assinatura de contrato para ampliação de ferrovia interna do Porto de Santos (MINFRA), e os investimentos em

ampliação de capacidade resultantes da prorrogação do contrato da Malha Sudeste da concessionária MRS (MINFRA).

empreendimentos vencedores serão implantados no estado do Amazonas (EPE) (ANEEL). Sobre a demanda industrial, algumas movimentações foram observadas, com destaque para o acordo de suprimento de gás natural entre a ArcelorMittal Tubarão e a ESgas para utilização em seu Alto-Forno 3, único da unidade apto para receber esse tipo de combustível (ESGAS).

A integração energética latino-americana avançou com o Memorando de Entendimento entre os governos do Brasil e da Argentina contemplando os mercados de energia elétrica e gás natural. O memorando prevê continuidade do intercâmbio de energia elétrica, e um compromisso de maior diálogo para aumentar a integração no mercado de gás natural, visto a perspectiva de crescimento da produção de ambos países (MME).

No que tange ao segmento *upstream*, o 2º semestre testemunhou a proeminência da produção petrolífera. Em outubro de 2022, a produção de petróleo nacional alcançou 3,24 milhões b/d, ultrapassando pela primeira vez o recorde registrado em janeiro de 2020, de 3,16 milhões b/d³¹. O fim de campanhas de manutenção, como de Tupi e Búzios, a volta do campo de Peregrino, além de produções elevadas em Berbigão, Sépia, Sururu, Atapu e Búzios, todos contribuíram para o aumento da produção de petróleo em 5,7% frente ao 1º semestre. As produções total e disponibilizada de gás natural também aumentaram em 5,3% frente ao 1º semestre. Embora esses volumes tenham permitido reduzir importações, o gás natural disponibilizado no 2º semestre, de 53,4 milhões m³/d, ainda ficou abaixo do nível registrado em 2019, de 61,2 milhões m³/d, sobretudo pelo aumento do gás injetado para recuperação secundária de óleo (ANP).

Outros destaques do E&P foram observados no semestre, demonstrando o contínuo interesse no setor, apesar das incertezas sobre o futuro dos combustíveis fósseis em um

cenário de aceleração da transição energética. O Plano Estratégico da Petrobras 2023-27 indica investimentos de US\$ 64 bilhões em E&P, em um total de US\$ 78 bilhões entre 2023 e 2027. O montante total é 15% superior ao plano anterior, e representa o maior valor para um plano desde o Plano Estratégico 2019-23 (PETROBRAS). Cabe citar que estão previstos US\$ 20 bilhões adicionais, orçados para afretamento de plataformas (PETROBRAS). A Petrobras assinou contratos para a P-80, P-82 e P-83 em Búzios, além de iniciar o processo de contratação para a P-84 e P-85 em Atapu e Sépia (PETROBRAS).

A estatal anunciou a entrada antecipada em operação da P-71 em Itapu (PETROBRAS), assim como a Equinor, que indicou a entrada em operação da Fase 2 de Peregrino (EQUINOR), além do início da perfuração em Bacalhau (EQUINOR). Outros destaques foram a indicação de investimentos na Margem Equatorial³², e o 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha, em que foram arrematados 4 dos 11 blocos ofertados (ANP).

Além das grandes petrolíferas, empresas independentes também apresentam papel de destaque, com planos de investimentos de até US\$ 10 bilhões nos próximos cinco anos, previsão de aumento das reservas de seus ativos em 980 milhões boe até 2035, e de incremento de suas produções para 485 mil boe/d em 2027 (WOOD MAC). Essas petrolíferas estão sendo incentivadas a investir em função dos desinvestimentos da Petrobras, mas também por mudanças regulatórias. No 2º semestre, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) concluiu a primeira análise de enquadramento de campos marginais (ANP), aprovou a primeira proposta de celebração de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) sobre conteúdo local (ANP), possibilitou a redução de *royalties* para o mínimo legal de 5% (MME) e a redução de 1% para 0,5% sobre o pagamento aos proprietários de terra para campos com economicidade marginal (ANP).

³¹ Fechamentos de campos por causa da redução da demanda no início da pandemia, reduções de investimentos pela queda dos preços internacionais, e a continuidade dos programas de desinvestimentos em campos menores, além de uma postergação da manutenção de campos de 2020, que teve de ser feita ao longo de 2021 e 2022, todos reduziram a oferta nacional, apesar da entrada de novas plataformas. (ANP)

³² O Plano Estratégico da Petrobras 2023-27 prevê R\$ 6 bilhões para 42 poços exploratórios, dos quais 16 na Margem Equatorial (PETROBRAS). A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) também aprovou a resilição de blocos exploratórios detidos por longo tempo em razão de atraso no licenciamento ambiental, com a transferência dos recursos previstos para nova exploração na região (ANP). Ademais, a ANP incluiu 218 blocos da Margem na Oferta Permanente de Concessão (MME).

Ademais, a agência garantiu o acesso de terceiros a terminais aquaviários ([ANP](#)), introduziu o conceito de qualificação simplificada e ampliou o período máximo de realização de um ciclo da Oferta Permanente de Concessão de 90 para 120 dias ([ANP](#)). Por fim, a ANP iniciou consulta pública para coleta de contribuições acerca da revisão da metodologia do cálculo dos Preços de Referência do Petróleo (PRP) para fins de cálculo de Participações Governamentais ([MME](#); [ANP](#)).

O gasoduto de escoamento Rota 3, originalmente previsto para incrementar a capacidade de fluxo de gás natural entre a Bacia de Santos e a malha integrada em 21 milhões m³/d ainda em 2022, teve seu início oficial postergado para 2024. A Petrobras rescindiu o contrato com a construtora da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Polo Gaslub, realizando nova contratação para terminar as obras ([PETROBRAS](#)). A estatal anunciou a entrada de duas outras rotas de gasodutos de escoamento em seu plano, totalizando 50 milhões m³/d de capacidade adicional ([PETROBRAS](#)).

Apesar do contratempo com o Rota 3, o compartilhamento do acesso aos gasodutos de escoamento da Bacia de Santos ampliou-se. Após conclusão da cessão de 5% da participação da Petrobras no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa em Búzios para a CPBL (subsidiária da CNOOC) ([PETROBRAS](#)), ambas empresas assinaram contrato para escoamento e processamento de gás natural. Isso concluiu a adesão da CNOOC ao Sistema Integrado de Escoamento de gás natural da Bacia de Santos (SIE-BS), composto pelas Rotas 1, 2 e 3, com Petrogal, Repsol e Shell como sócias ([PETROBRAS](#)).

Foi observada a continuidade das ações para a abertura do mercado brasileiro de gás natural, em acordo com os compromissos assumidos no âmbito do TCC entre o Cade³³ e a Petrobras. Foi concluída a venda da Gaspetro para a

Compass pelo valor de R\$ 2,1 bilhões. Também foi assinado entre a Petrobras e a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) o Acordo de Redução de Flexibilidade de uso pela Petrobras, e aditivos aos Contratos de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste, Malha Sudeste II, GASDUC III, GASPAJ e GASTAU, possibilitando o acesso de outros agentes ao sistema de transporte da NTS ([PETROBRAS](#)) ([PETROBRAS](#)).

Com os avanços do Programa Novo Mercado de Gás, novos carregadores estão surgindo no mercado. Pode-se destacar a PetroReconcavo, que iniciou o suprimento de gás natural em base firme de 30 mil m³/d por um ano à Cegás, com possibilidade de fornecimento de volumes adicionais ([PETRORECONCAVO](#)). A Cegás também firmou contrato de suprimento de 150 mil m³/d firmes por dois anos com a Equinor ([EPBR](#)). Um contrato com prazo de vigência de dez anos foi firmado entre a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES Gás) e a Galp, com fluxos aumentando de 100 mil m³/d a 300 mil m³/d, e valor estimado em R\$ 1,9 bilhão³⁴ ([ESGAS](#)).

Apesar de um semestre caracterizado por volatilidade e preços altos dos combustíveis, e das incertezas sobre o futuro da economia, o setor de óleo e gás brasileiro continua a evoluir de forma significativa. A demanda de combustíveis e gás natural deve continuar crescente. O E&P brasileiro deve continuar recebendo investimentos, apresentando recordes de produção, enquanto projetos no *midstream* garantem uma logística adequada. A formação de preços dos combustíveis no Brasil também ganhou maior visibilidade, com a busca por uma simplificação tributária, resultando em maior transparência e homogeneidade, e em bases volumétricas ao invés de incidente sobre o valor, o que tende a trazer mais estabilidade aos preços ao consumidor final. Portanto, o setor mantém-se como uma das alavancas de promoção do crescimento da atividade econômica e da geração de emprego e renda.

³³ O Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), e a Petrobras assinaram Termo de Cessão de Prática (TCC) em junho de 2019, prevendo o desinvestimento de certos ativos pela estatal, para reduzir seu poder monopolista, com o objetivo de propiciar condições concorrenciais, incentivando a entrada de novos agentes econômicos ([CADE](#)).

³⁴ O contrato firmado entre ES Gás e Galp totaliza o volume de 912 milhões m³ de gás natural, sendo 100 mil m³/d em 2023 e 2024, 200 mil m³/d em 2025 e 300 mil m³/d entre 2026 e 2032.

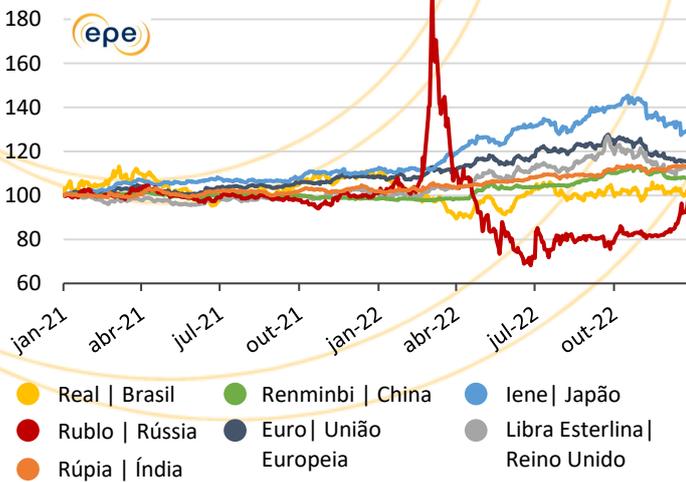
IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2019	2020	2021	2022T1	2022T2	2022T3
Brasil	1,2%	-3,9%	4,6%	2,4%	3,7%	3,6%
China	6,0%	2,2%	8,1%	4,8%	0,4%	3,9%
Estados Unidos	2,3%	-3,4%	5,7%	3,7%	1,8%	1,9%
Índia	3,7%	-6,6%	8,9%	4,2%	14,0%	5,7%
Japão	-0,2%	-4,5%	1,6%	0,6%	1,4%	1,7%
União Europeia	2,0%	-5,9%	5,4%	5,6%	4,3%	2,5%
Rússia	2,2%	-2,7%	4,7%
Mundo	2,9%	-3,1%	6,1%

Fonte: OCDE e FMI.

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

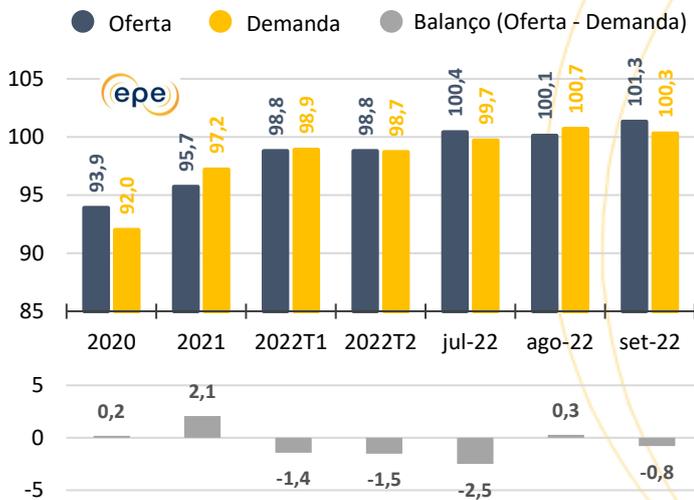
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2021)



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)	2021	2022 T1	2022 T2	2022 T3	2022 OUT	2022 NOV	2022 DEZ
Brent	70,82	100,87	108,50	97,66	93,33	91,42	77,07
WTI	68,04	93,67	105,43	90,24	87,55	80,54	76,44
Henry Hub	3,89	4,67	7,50	8,03	5,66	5,45	5,53
NBP	16,31	31,92	21,69	41,65	27,48	33,44	35,52
JKM	18,60	31,22	27,24	46,56	29,83	27,79	33,80
GNL Japão	17,64	27,40	29,67	32,40	38,90	22,90	30,80
GNL Brasil	11,52	19,31	26,44	54,83	21,12	n.d.	n.d.

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

Nota: 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). "GNL Japão" e "GNL Brasil" correspondem aos preços médios do GNL importado por esses países.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2020	2021	2022 T1	2022 T2	2022 JUL	2022 AGO	2022 SET
África	7,1	7,5	7,5	7,1	6,8	7,3	7,4
Américas	32,5	33,0	33,6	34,7	35,7	35,7	36,0
Ásia-Pacífico	9,0	9,1	9,2	9,2	8,8	8,9	9,0
Europa e Eurásia	17,7	17,8	18,4	17,2	17,7	17,4	17,1
Oriente Médio	27,5	28,1	30,2	30,6	31,3	31,8	31,8
Mundo	93,9	95,7	98,8	98,8	100,4	101,1	101,3

Fonte: EPE a partir de EIA.

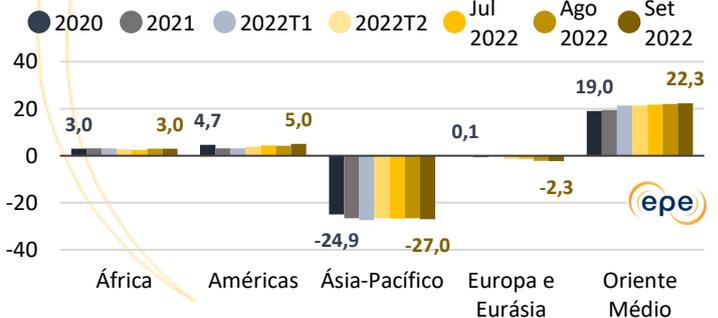
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2020	2021	2022 T1	2022 T2	2022 JUL	2022 AGO	2022 SET
África	4,1	4,3	4,4	4,4	4,3	4,3	4,4
Américas	27,8	30,0	30,5	30,9	31,3	31,4	31,0
Ásia-Pacífico	33,9	35,7	36,6	35,7	35,5	35,5	36,0
Europa e Eurásia	17,6	18,5	18,3	18,5	19,0	19,6	19,4
Oriente Médio	8,5	8,6	8,9	9,2	9,6	9,8	9,5
Mundo	92,0	97,2	98,9	98,7	99,7	100,7	100,3

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)



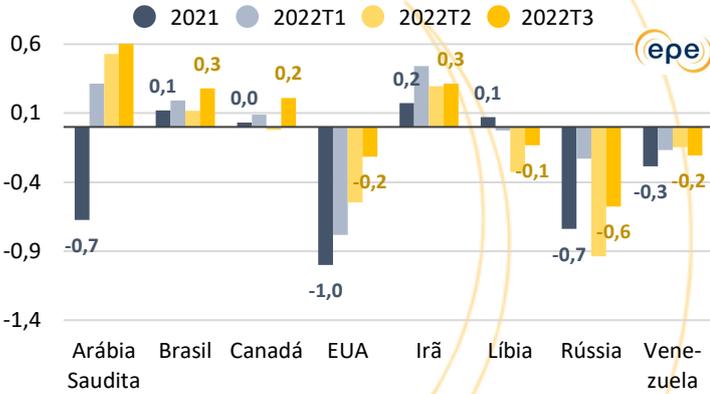
Fonte: EPE a partir de EIA.

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)	2021	2022 T1	2022 T2	2022 T3	2022 Out	2022 Nov	2022 Dez
Opep	5,18	3,12	2,58	1,67	2,04	2,39	2,36

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	2021	2022 T1	2022 T2	2022 T3	2022 Out	2022 Nov	2022 Dez
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	478	633	713	761	768	779	780
Mundo	1.361	1.654	1.646	1.818	1.893	1.890	1.834

Contratos futuros

NYMEX WTI	2.909	2.796	2.551	2.176	2.090	2.003	1.875
------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

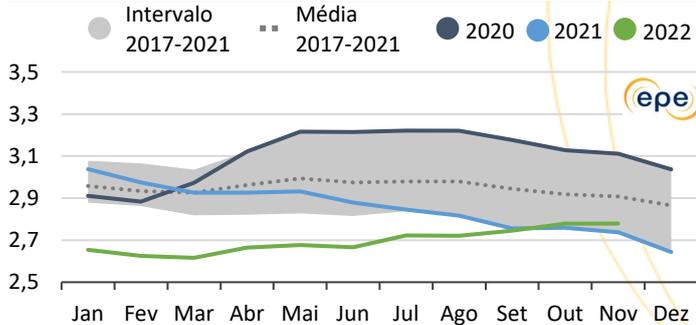
Fator de utilização de refinarias

Ásia	90%	91%	87%	86%	87%	89%	90%
Brasil	81%	87%	87%	86%	81%	83%	87%
Estados Unidos	87%	90%	93%	94%	90%	94%	..
Europa	77%	79%	81%	85%	78%	83%	86%

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 EIA.

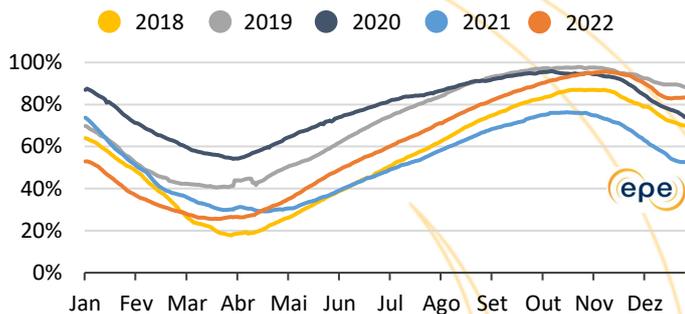
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL VIGENTES NO MUNDO NO 2º SEMESTRE DE 2022

País	Rodada de Licitação	Período
Austrália	Offshore round, 2022	24/08/22 – 02/03/23
Brasil	1º Ciclo da Oferta Permanente – Partilha	17/08/22 – 16/12/22
	NL22-CFB01 Eastern Newfoundland	11/05/22 – 02/11/22
Canadá	NL22-CFB02 South Eastern Newfoundland	11/05/22 – 02/11/22
	NS22-1 Nova Scotia	29/09/22 – 19/09/23
China	13 blocks (offshore) 2022	18/07/22 – 28/02/23
Congo	Bid Round 2022	28/07/22 – 30/04/23
Estados Unidos	Lease sale 258 (Alaska), 2022	30/12/22
Índia	Open acreage licensing programme, round 8	07/07/22 – 31/10/22
	Indonesia Petroleum Bidding Round 2022, 1st Round	20/07/22 – 17/11/22
	Indonesia Petroleum Bidding Round (West Kampar)	20/09/22 – 21/10/22
Indonésia	Indonesia Petroleum Bidding Round 2022 (Jabung Tengah & Paus)	08/11/22 – 09/12/22
	Indonesia Petroleum Bidding Round 2022 (Sangkar, Bunga, Peri Mahakam & Bose)	08/11/22 – 24/03/23
Israel	4th Offshore Bid Round	13/12/22 – 29/06/23
Líbano	2nd offshore licensing round, 2019	05/04/19 – 30/06/23
Malásia	2022 Malaysia Bidding Round	27/01/22 – 15/07/22
Moçambique	6th Licensing Round	25/11/21 – 11/11/22
Noruega	APA 2022	14/06/22 – 12/09/22
Reino Unido	33rd offshore licensing round	07/10/22 – 12/01/23
Serra Leoa	5th Petroleum Licensing Round	18/05/22 – 27/01/23
Tailândia	24th Thailand Petroleum Bidding Round	09/05/22 – 16/09/22
	2022 Onshore and nearshore competitive bid round	08/07/22 – 09/01/23
Trindade e Tobago	2022 Shallow Water Competitive Bid Round	30/08/22 – 11/10/22

Fonte: Department of Industry, Science and Resources (Austrália); Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil); Canada-Newfoundland & Labrador Offshore Petroleum Board (Canadá); CNOOC (China); Ministère des Hydrocarbures (Congo); Bureau of Ocean Energy Management (Estados Unidos); Directorate General of Hydrocarbons (Índia); Directorate General of Oil and Gas (Indonésia); Ministry of Energy (Israel); Lebanese Petroleum Administration (Líbano); Petronas (Malásia); Instituto Nacional de Petróleo (Moçambique); Norwegian Petroleum Directorate (Noruega); North Sea Transition Authority (Reino Unido); Petroleum Directorate (Serra Leoa); Department of Mineral Fuels (Tailândia); Ministry of Energy and Energy Industries (Trindade e Tobago).

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL NA EUROPA
(% capacidade total)



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

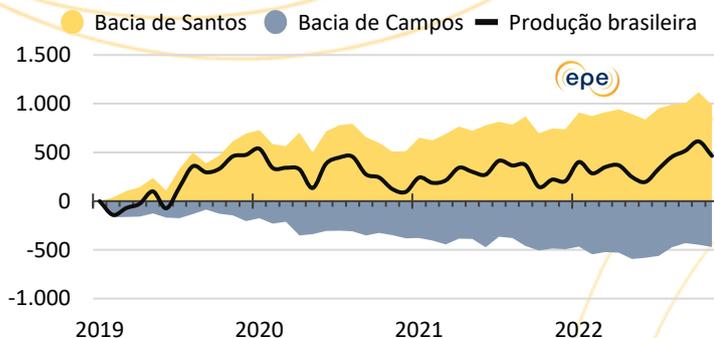
PRODUÇÃO DE ÓLEO & GÁS NO BRASIL
(mil b/d ou MMm³/d)

	2021	2022	2022	2022	2022	2022
		T1	T2	T3	OUT	NOV
Petróleo	2.905	2.977	2.902	3.066	3.244	3.096
Mar (pré-sal)	2.142	2.265	2.242	2.325	2.459	2.327
Mar (pós-sal)	675	626	582	665	707	688
Terra	88	86	78	76	78	81
Gás natural	134	135	133	140	149	141
Mar (pré-sal)	90	97	94	99	109	101
Mar (pós-sal)	21	21	19	19	18	18
Terra	23	17	20	22	22	22

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.

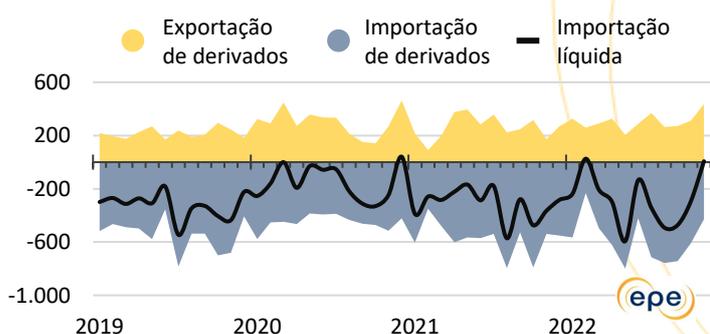
VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)



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

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

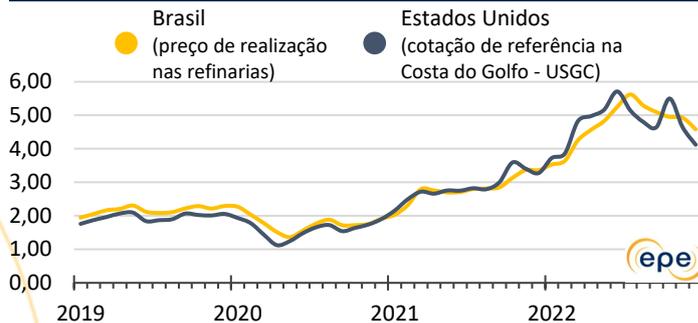
BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL
(mil b/d)



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.

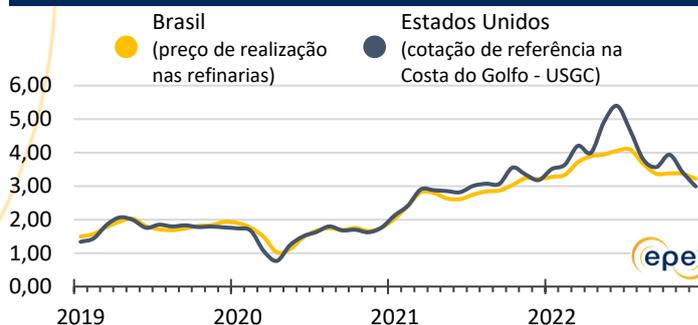
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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*.

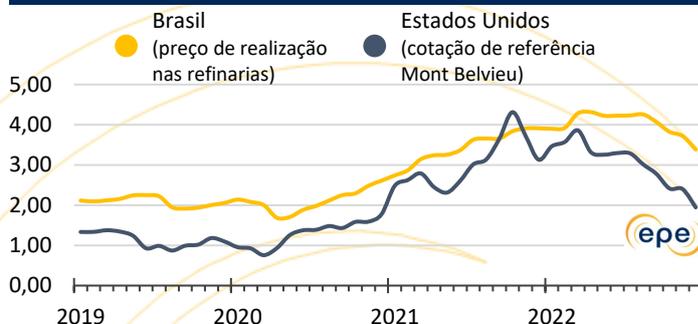
PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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*.

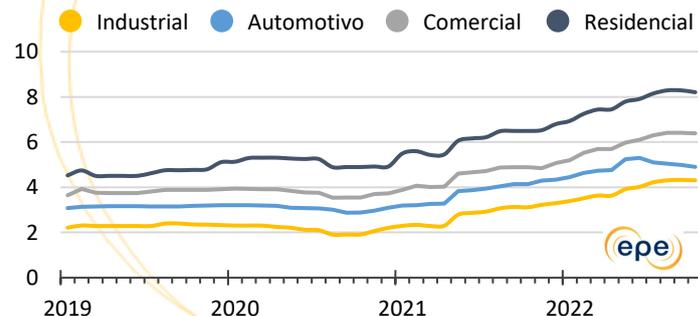
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



Fonte: EPE a partir de [ANP](#), [EIA](#) e [Banco Central do Brasil](#).

Nota: A cotação de referência para os Estados Unidos é a *Propane Spot FOB Mont Belvieu*.

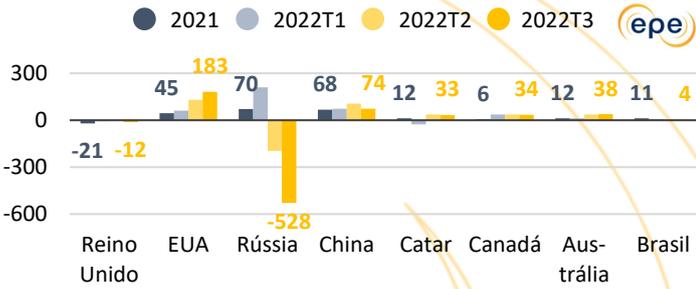
PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (R\$/m³)



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

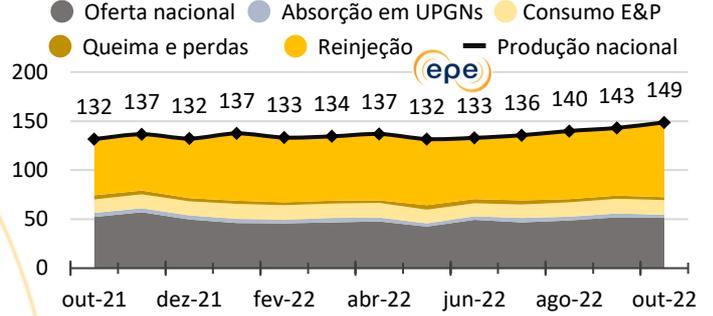
Nota: Consumo Industrial: 20 mil m³/d; Automotivo: faixa única; Com.: 800 m³/mês; Resid.: 12 m³/mês.

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



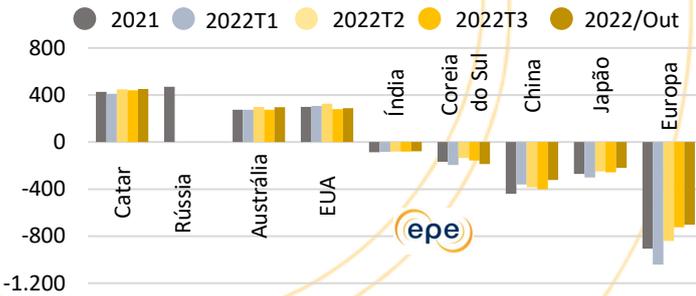
Fonte: EPE a partir de JodiGas e ANP.

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



Fonte: EPE a partir de MME.

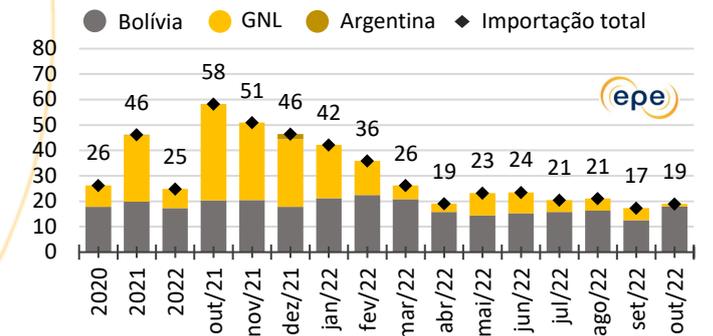
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL NO MUNDO
(MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de JodiGas.

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

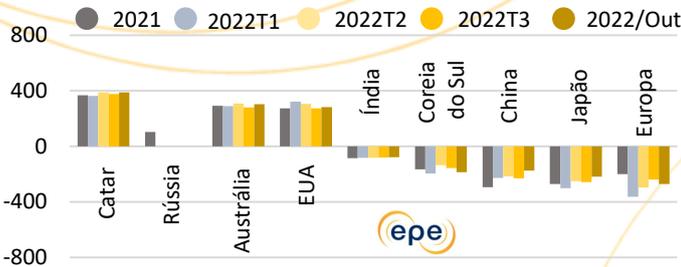
IMPORTAÇÕES BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL
(MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de MME.

Nota: A média de 2022 corresponde até o mês de outubro.

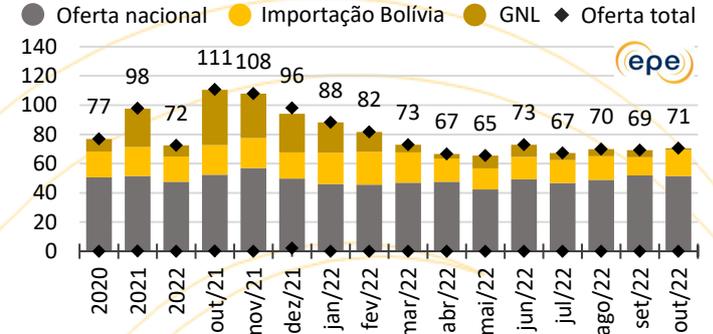
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO
(MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de JodiGas.

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

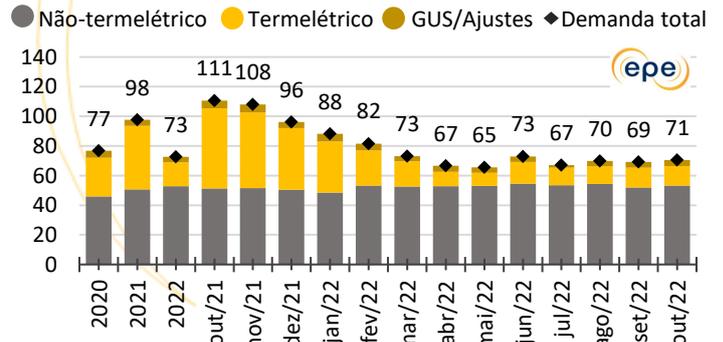
OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL
(MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de MME.

Nota: ¹ Em out/21 e dez/21, houve importação de 0,16 MMm³/d e 2 MMm³/d, respectivamente, de gás natural da Argentina. ² A média de 2022 corresponde até o mês de outubro.

DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL
(MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de MME.

Nota: A média de 2022 corresponde até o mês de outubro.

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Geral

Angela Oliveira da Costa

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Anna Pinto

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Marcelo Ferreira Alfradique

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Autores

Bárbara Oliveira da Silva (Estagiária)

Bianca Nunes de Oliveira

Bruno Rodamilans Lowe Stukart

Carlos Eduardo R. de Mendonça Lima

Carolina Oliveira de Castro

Celline Bernardo Dos Santos (Estagiária)

Claudia Maria Chagas Bonelli

Fernanda Corrêa Ferreira

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Rafael Moro da Mata

Suporte Administrativo

Sergio Augusto Melo de Castro