

NÚMERO 12 – 1º SEMESTRE/2022 – PUBLICAÇÃO: SETEMBRO/2022

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



PANORAMA DA ALEMANHA



Foto: Paul Langrock/Zenit/Laif.

Ao longo do segundo semestre de 2021 e primeiro semestre de 2022, os preços de energia na Europa aumentaram acentuadamente – especialmente para o gás natural – à medida que os países se recuperavam da crise sanitária decorrente da pandemia. No primeiro semestre de 2022 o conflito bélico na Ucrânia exacerbou as preocupações sobre a confiabilidade da Rússia como provedor de energia. Quarta maior economia do mundo e maior consumidor de energia da Europa, a Alemanha se viu no centro do debate acerca da questão energética. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL



Foto: Dado Ruvic/Reuters/Ilustração.

Conflito na Ucrânia, sanções, tensões geopolíticas, redirecionamento de fluxos mundiais de óleo e gás, temor de escassez, procura por substitutos energéticos, elevação dos preços de combustíveis, *lockdowns* na China, retomada da mobilidade, disrupções em cadeias logísticas, aperto nas condições financeiras e a estagflação. Tudo isso em um contexto de crescentes preocupações ambientais,

que reforçam compromissos com a transição energética. Porém, agora, observa-se uma renovada preocupação com a segurança do abastecimento, com destaque para a redução da dependência energética europeia da Rússia. **Página 7**

ESTATÍSTICAS

Os preços internacionais de petróleo e gás natural tiveram forte aumento ao longo do 1º trimestre, relacionados principalmente ao cenário de conflito entre Rússia e Ucrânia. Os preços de gás na Europa e Ásia reduziram no 2º trimestre, ao contrário da disparada nos EUA. Por sua vez, o petróleo também seguiu em elevação, em parte relacionado à redução da capacidade ociosa da Opec e ao baixo nível de estoques. No Brasil, a oferta de gás caiu 26% em relação ao 2º semestre de 2021, devido à redução da importação de GNL, associada à queda no consumo para geração de eletricidade. **Página 15**

CONJUNTURA BRASIL



Foto: Fernando Frazão/Agência Brasil.

O primeiro semestre foi de retomada das atividades presenciais, dos setores de serviços e industrial, ampliando o consumo de combustíveis. O aumento global dos preços de petróleo e de seus derivados dominou a pauta de discussões do setor no semestre, culminando em uma série de desdobramentos visando amortecer as variações de preço desses

produtos. Diversos agentes se preparam para iniciar suas operações no mercado de gás natural brasileiro, obtendo autorizações para comercialização e/ou carregamento. **Página 11**

I. PANORAMA ALEMANHA

A Alemanha é a quarta maior economia do mundo ([World Bank](#)), o país com maior consumo energético na Europa e ocupou, em 2021, a sexta posição em relação à demanda mundial ([BP](#)). Os combustíveis fósseis perfazem 76% da oferta total de energia primária do país, sendo 33% de petróleo, 26% de gás natural e 17% de carvão¹. Destaca-se a considerável participação das renováveis (24%), especialmente de biocombustíveis ([Enerdata](#)), que vem crescendo consideravelmente nos últimos anos ([Umweltbundesamt](#)).

O consumo alemão de petróleo atingiu um pico no final da década de 1970, e ainda é a fonte de energia primária mais relevante do país. Em 2021, a Alemanha importou 81 milhões de toneladas (MM t) de petróleo bruto², sendo a Rússia seu maior fornecedor (34,1%), seguido dos EUA (12,5%), do Cazaquistão (9,8%) e da Noruega (9,6%) ([BGR](#)). No caso do gás natural, 95% do consumo é atendido por importações (os principais fornecedores em 2021 foram a Rússia, respondendo por 55%; Noruega – 30% e Países Baixos – 13%) ([BMWK](#)). A maior parcela do gás natural é empregada no setor industrial, seguido pelo consumo residencial (principalmente aquecimento), geração elétrica e comércio, enquanto o do transporte é baixo/marginal ([AGEB](#)).

A estratégia de transição energética alemã, a “Energiewende” consiste em um plano de longo prazo de transição energética na direção de um sistema energético carbono neutro até 2045 ([Agora Energiewende](#)), consolidado no “Climate Change Act de 2021” ([Bundesregierung](#)) que inclui uma reestruturação em larga escala da oferta energética do país na direção de um aumento do uso de fontes renováveis em todos os setores da economia.

Embora o país venha obtendo êxito na redução das fontes fósseis (óleo e carvão) e na diversificação de sua matriz energética (aumento das renováveis) ([IEA](#)), ainda é perceptível o grau de dependência alemã das importações e das fontes fósseis, conforme ilustrado na **Figura 1**.

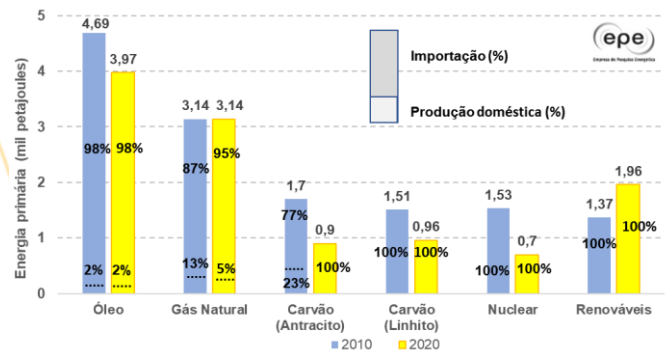


Figura 1. Dependência de importações, por fonte de energia primária

Fonte: [Clean Energy Wire](#), [BGR](#).

Nota: Nuclear 100% importada, considerando a necessidade de importação de urânio para a geração em usinas alemãs.

Histórico da indústria alemã de óleo & gás

Os primórdios da atividade petrolífera na Alemanha datam de 1858/59, com a perfuração de poços de pequena profundidade em Wietze³. Apesar do início das operações ser contemporâneo às atividades exploratórias conduzidas nos EUA, a baixa produtividade dos campos alemães (principalmente, a partir da extração de petróleo não convencional oriundo de areias betuminosas) retardou o desenvolvimento da indústria petrolífera no país ([Craig et al.](#)). As principais áreas exploratórias se concentravam nas províncias geológicas da Bacia do Noroeste da Alemanha, do Vale do Reno Graben e em Alpine Foothills ([Torrey](#)).

Dada a reduzida relevância da produção de petróleo na época da implementação da Lei Geral de Mineração da Alemanha (1865), o hidrocarboneto não foi abrangido. Assim, até 1934, quando foi promulgada a primeira Lei do Petróleo, o desenvolvimento dos campos de petróleo era feito por meio de contratos de arrendamento entre proprietários de terras e companhias de petróleo (semelhante aos existentes, à época, nos EUA). Nesse ano, a produção alemã totalizou 1,8 milhão de barris, posteriormente ampliada para 4,3 milhões de barris em 1939, em decorrência do estímulo à atividade de E&P pela ampliação das áreas exploratórias, possibilitado pela promulgação da referida Lei ([Torrey](#)).

No início do século XX, a Alemanha apresentava matriz energética de alta intensidade, devido à elevada atividade dos setores siderúrgico,

¹ O carvão/linhito é maior fonte de combustível fóssil doméstico da Alemanha, mas seu consumo diminuiu consideravelmente nos últimos anos (22% em 2019, e 18% em 2020), apesar de uma recuperação em 2021 (aumento de 18%, totalizando 164 milhões toneladas), ano com condições climáticas desfavoráveis para renováveis e preços excepcionalmente altos do gás natural ([Clean Energy Wire](#); [Enerdata](#)).

² Entre janeiro e abril de 2022, a Alemanha importou 28,5 milhões de toneladas de petróleo bruto, volume 15% superior ao importado no período correspondente em 2021.

Ao se comparar os valores do mês de abril de 2022 em relação a 2021, nota-se uma redução significativa da participação da Rússia no provimento de petróleo: de 34% para 28% ([Bafa](#)).

³ Em 1963, a produção comercial de petróleo em Wietze foi descontinuada essencialmente por razões de viabilidade econômica. Todavia, mantiveram-se as pesquisas para aprimoramento de técnicas de recuperação avançada, contribuindo para a atividade de E&P ainda em vigor no país ([Torrey](#)).

metalúrgico, químico e de construção, assentados sobre a exploração do carvão abundante. A partir da 2ª Guerra Mundial, o petróleo começou a apresentar destaque em vista de sua maior facilidade de transporte, maior trabalho produzido por unidade de massa, menor volume ocupado, além de facilidades logísticas e de eficiência de utilização (UTP). Mesmo com os poços existentes produzindo a máxima capacidade, a produção de petróleo disponível se mostrava insuficiente para atender às estratégias militares das forças alemãs⁴ (a despeito de subsídios governamentais para a exploração e imposição de tarifas sobre a importação). A alternativa para suprimento foi a produção de combustíveis sintéticos pela hidrogenação do carvão, energético com extensas reservas no país, perfazendo 60% do total de combustíveis consumidos (Stokes).

Em 1936, o Governo alemão intensificou seu apoio financeiro às tecnologias de combustível sintético como parte de seu *Four Year Plan*⁵. Posteriormente, ao final da 2ª Guerra, o país descontinuou sua produção de combustíveis sintéticos, de modo que as plantas remanescentes foram usadas sob o governo da Alemanha Ocidental para hidrogenar e refinar petróleo bruto importado (Willauer e Hardy). Também foi intensificada a exploração de novos campos petrolíferos a partir de estímulos financeiros⁶ (Torrey; Stokes).

A despeito do avanço, a produção doméstica ainda era insuficiente para pleno atendimento da demanda nacional, exigindo a ampliação de importação de petróleo e, posteriormente, do gás natural. Tal contexto, associado à redução da demanda e dos preços de carvão no mundo, levou a um desequilíbrio da balança comercial alemã. Este cenário alçou a energia nuclear ao posto de um pilar para a segurança energética ao país, engendrando, em 1963, o segundo programa nacional de energia nuclear. Os choques de preço do petróleo da década de 1970 reforçam ainda mais a importância desta fonte para o mix energético da Alemanha, como parte de seu terceiro programa nuclear nacional (Hake et al.; ReedSmith). Entretanto, a partir dos

anos 1970 começam a ser observados movimentos contrários à utilização da fonte nuclear para geração de energia e, após o acidente em Chernobyl (1986), estas preocupações se intensificam, de modo que nenhuma nova usina foi construída após 1989 (Hake et al.).

Com a elevada participação de fontes fósseis na matriz energética e resistência da sociedade alemã à instalação de novas usinas nucleares⁷, a existência de esforços, ainda nos anos 1970, para diversificação da matriz e garantia de segurança energética através do uso de fontes renováveis leva à estruturação de políticas energéticas e ambientais voltadas para ampliação da participação destas fontes. Este movimento buscava remodelar os sistemas energéticos baseados em combustíveis fósseis para matrizes com maior proporção de fontes renováveis, e culminou, no presente, na *Energiewende* cujas metas são redução das emissões de gases de efeito estufa, desligamento das unidades termonucleares do país e a transição para energias renováveis (Hake et al.; IEA).

Reservas e produção de petróleo e gás natural

O país possuía, em 2021, reservas provadas de, aproximadamente, 23,4 bilhões m³ de gás natural e 173,8 milhões de barris de petróleo, (suficientes para garantir o abastecimento do país por, respectivamente, 4,5 e 12,9 anos), equivalentes a 0,01% das reservas mundiais destes energéticos (EIA; EIA; BVEG; BVEG; BGR). O país apresenta ainda estimativas de recursos não convencionais da ordem de 220 MM t de óleo e 1,3 trilhão m³ de gás (BGR).

Não obstante as reservas alemãs, a produção doméstica de óleo e gás natural vem declinando⁸ em razão da depleção dos reservatórios em produção e a não reposição das reservas por novas descobertas. Desta forma, a produção média de petróleo bruto⁹ em 2021 registrou 36,1 mil bil/d, o que atende a apenas 2% do consumo interno daquele país (BVEG).

⁴ O governo do 3º Reich, em virtude de uma produção doméstica de petróleo limitada, baseou seu suprimento energético em importações de petróleo da aliada Romênia, dos EUA (pré-conflito), da Venezuela e do Irã, assim como do aprimoramento da produção de combustíveis sintéticos (manufatura onerosa, gerando significativos encargos à economia alemã). Entretanto, a Alemanha enfrentava dificuldades de importação de petróleo durante a guerra, devido à imposição do bloqueio naval anglo-francês e escassez de divisas. A estratégia bélica-geoenergética do governo consistia em ocupar os campos petrolíferos do Oriente Médio e do Cáucaso. Todavia, o projeto foi tolhido após a derrota da França, uma vez que a Alemanha se viu responsável por estender suas linhas de suprimento para o atendimento às necessidades energéticas de aliados (principalmente Itália) e de áreas ocupadas na Europa enquanto ainda estava em guerra com a Grã-Bretanha. A busca pelo suprimento (e pela independência) energético, notadamente de petróleo, impeliu a malograda estratégia alemã a expandir territorialmente suas ambições para a então União Soviética em 1941 (Toprani; Hayward).

⁵ Investimentos em P&D culminaram no advento de dois processos produtivos, em especial, de sintetização de hidrocarbonetos líquidos: i) processo Bergius, que consistia na hidrogenação de carvão betuminoso de alta volatilidade em condições de altas temperaturas e pressão e; ii) processo Fischer-Tropsch, também com a mesma finalidade, porém a partir da hidrogenação do monóxido de carbono. Esses processos passaram a ser colocados em práticas na refinaria de Leuna, na Alta Saxônia.

⁶ Em 1953, nos termos do Tratado da Comunidade Econômica Europeia, foi promulgada legislação que estabeleceu, mediante medidas protetivas, um sistema de tarifas sobre a importação de petróleo bruto, possibilitando o provimento de subsídios à produção doméstica alemã.

⁷ Em resposta ao acidente em Fukushima em 2011, a Alemanha tentou abandonar a geração de energia nuclear doméstica até o final de 2022. Todavia, a percepção de países europeus, em especial França e Reino Unido, vem sendo repensada, em razão da crise climática e da necessidade de implantação de políticas de carbono zero, considerando, mesmo que transitoriamente, a geração nuclear como energia “verde”. Isso se reflete na decisão da Comissão da União Europeia, em fevereiro de 2022, de classificar certas atividades nucleares como apoiadoras da transição para uma economia neutra em termos climáticos (Reed&Smith; EPBR). A própria Alemanha pode reconsiderar a extensão da operação de três de suas usinas para além de 2022 (Nasdaq).

⁸ Em 2019, os volumes produzidos de petróleo e gás natural corresponderam a 25% e 75% da produção destes energéticos no ano 2000 (IEA).

⁹ Apesar de ser técnica empregada desde a década de 1960 na Alemanha, projetos de *fracking* para a extração comercial de petróleo e gás natural a partir de depósitos não convencionais estão proibidos na Alemanha desde 2017. Somente para fins de pesquisa científica os respectivos governos estaduais podem permitir o uso limitado da técnica nesses depósitos e em condições estritas (Thomson Reuters ; BMWK; BVEG).

A Alemanha importa petróleo e derivados através de terminais marítimos e oleodutos (destacando-se o oleoduto de Druzhba, originário da Rússia, e o oleoduto Trans Alpine de Trieste, Itália, no Mar Adriático). As importações de gás natural são realizadas exclusivamente através de gasodutos, visto que a Alemanha não possui terminais de GNL (EIA). O país reexporta parte dos volumes importados, comercializando-a com a Dinamarca, Bélgica, Luxemburgo, França, Suíça, República Tcheca e Polônia (EIA; IEA).

Em relação à infraestrutura de gás natural, a Alemanha é primariamente abastecida por três sistemas de gasodutos¹⁰: Yamal-Europa, Nord Stream I e Sistema Ucrâniano de transporte. Adicionalmente, observa-se importação através de gasodutos vindos do Mar do Norte e Noruega (Nordpipe, Europepe I e II)¹¹ e dos Países Baixos (IEA). A malha de gasodutos internos totaliza 40 mil km de dutos de transporte, operada por 16 transportadoras¹² e uma malha de distribuição de mais de 470 mil km (GASUNIE; BMWK). O país apresenta características que favorecem a estocagem subterrânea de gás, registrando a maior capacidade de estocagem na Europa e a quarta maior no mundo (24,3 bilhões m³, distribuídos em 49 sítios) (IEA).

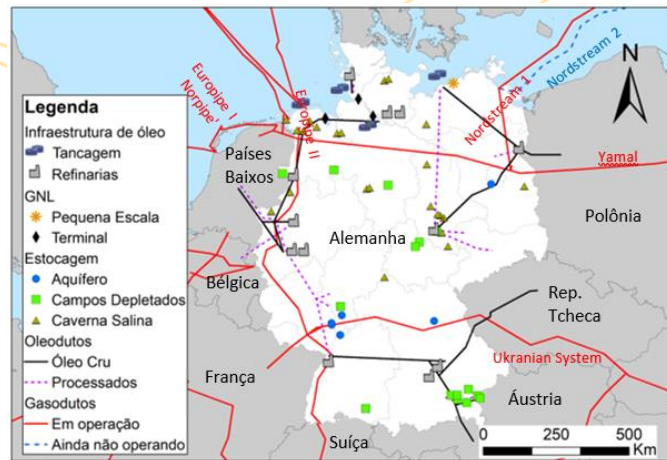


Figura 2. Diagrama esquemático da infraestrutura energética alemã

Fonte: Adaptado de BBC, ENTSOG, IEA e European Commission.

Em relação ao processamento de petróleo, a Alemanha possui 13 refinarias em operação, com capacidade total de 2,1 milhões b/d (fator de utilização em 79,7% em 2021) (BMWK). De 2012 a 2019, o consumo de derivados permaneceu relativamente estável em 1,8 milhão b/d, apresentando, em 2020, uma queda de 6,4% em decorrência da pandemia de Covid-19, permanecendo nesse patamar em 2021. Metade dos derivados de petróleo é consumida em

transportes (49%), seguidos pelo setor residencial (17%) e geração elétrica (11%) (BP; Enerdata).

Desenho institucional

Na Alemanha, as concessões e permissões para a atividade de E&P na plataforma continental se encontram na esfera de atribuição do Ministério de Economia e Energia, conforme a Lei Federal de Mineração (BBergG; D-EITI), sendo requisito a apresentação de um plano de operações ao Serviço Marítimo de Navegação e dos Mares (BSH). Para atividades nas demais localidades, a competência para a autorização das atividades repousa nos Estados da Federação, que têm a atribuição para instituir regulação, bem como os órgãos competentes para tal. Os hidrocarbonetos contidos no subsolo na Alemanha não possuem uma atribuição de dominialidade definida na legislação, sendo certo que, após a concessão dos direitos de extração, o seu titular recebe o direito à apropriação do recurso (Boemke; Thomson Reuters).

Quanto ao procedimento de autorização para construção de dutos, as infraestruturas advindas de outros países, compreendendo suas plataformas continentais, ficam sob o crivo autorizativo das autoridades federais, conforme a Lei Federal de Mineração, ao passo que as autoridades estaduais mantêm a atribuição para a autorização de construção de dutos nas demais localidades, obedecendo à mesma racionalidade da exploração e produção de hidrocarbonetos.

Por fim, sob a chancela do Ministério de Assuntos Econômicos e Ações Climáticas (BMWK) está a Agência Federal de Redes (BNetzA), responsável pela a regulação relativa à garantia do suprimento de gás natural, dos requisitos de transparência do mercado, regulação de tarifas, e de manutenção do acesso não discriminatório a infraestruturas. O arcabouço institucional na esfera do BMWK ainda conta com o Instituto Federal de Geociências e Recursos Naturais (BGR), que tem como objetivo subsidiar o Governo Federal em matéria de Geociências com vistas ao uso sustentável de matéria-prima. Por fim, importante notar que as questões relacionadas ao exercício de poder de mercado recebem o apoio da Autoridade Federal de Defesa da Concorrência (Bundeskartellamt), entidade independente também vinculada ao Ministério de Assuntos Econômicos e Ações Climáticas.

¹⁰ Yamal-Europa, com capacidade de 33 bilhões m³/ano, passando através de Polônia e Belarus; (ii) Nord Stream I, com capacidade de 55 bilhões m³/ano, ligando Rússia e Alemanha; (iii) Sistema Ucrâniano de transporte de gás, com capacidade de 100 bilhões m³/ano, cruzando Eslováquia, República Tcheca e Áustria, podendo ainda se conectar ao sistema Yamal.

¹¹ Gasodutos Nordpipe, Europepe I e Europepe II com capacidade de 54 bilhões m³/ano.
¹² O Transmission System Operator (TSO): operador nacional do sistema de gasodutos de transporte.

Disposições para garantia da segurança energética nacional

Recentemente, as estratégias de política energética alemã ganharam destaque no noticiário e mídia especializada com a percepção de vulnerabilidade do abastecimento energético alemão, especialmente diante de adversidades geopolíticas, como o conflito na Ucrânia. Dentre o conjunto de aspectos levantados, destacam-se as implicações da dependência das importações de gás natural russo, a inexistência de terminais de GNL em território alemão e da redução da produção de gás natural no campo de Groningen (Países Baixos), aliados ao elevado consumo do energético na Alemanha.

Cumprir destacar que mesmo antes do conflito na Europa, o governo alemão já vinha enfrentando pressões para embargar o início de operação do gasoduto Nord Stream II¹³ ([Reuters](#)), as quais culminaram com a suspensão do procedimento de certificação do referido gasoduto ([Oil&Gas Journal](#)). Entretanto, a estratégia energética alemã era norteada pelos princípios de confiabilidade e competitividade do fornecimento de energia detalhados no *Energie Wirtschaftsgesetz – EnWG*, instrumento normativo datado de 1935 que havia sofrido sua última revisão em 2005, com os balizadores delimitados pela Constituição Alemã (com o artigo 20a conferindo status constitucional à obrigação de proteção do meio ambiente para futuras gerações) e pelo *Energiewende* de 2010 ([OIES](#)).

Em 29 de abril de 2021 a Corte Constitucional alemã havia declarado a inconstitucionalidade de parte do Climate Protection Act de 2019, ato normativo que havia internalizado no direito alemão as obrigações do Acordo de Paris, o que já obrigaria o governo alemão a rever, até o final de 2022, alguns dos compromissos e metas decorrentes do Acordo. Com o início do conflito na Ucrânia, a questão da segurança do abastecimento energético do país ganhou novos contornos.

A decisão por descontinuar a produção de energia nuclear, bem como o uso de carvão ([D-EITI](#)) tornou desafiadora a manutenção das metas de descarbonização como parte da transição energética¹⁴.

Nessa conjuntura, o governo alemão apresentou em abril o Pacote de Páscoa (um conjunto de medidas legislativas estruturadas pelo BMWK), que buscou incrementar a eficiência energética e incentivar uma expansão mais ágil e consistente das energias renováveis na matriz energética alemã, estabelecendo como meta o atendimento de 80% do consumo nacional de eletricidade a partir de fontes renováveis ([Bundesregierung](#)). Entre as medidas estão a abolição de sobretaxas existentes na Lei de Fontes de Energia Renováveis ([EEG](#)) bem como suavizações tributárias, o que proporciona, por exemplo, a isenção tributária da energia renovável para a produção doméstica do hidrogênio verde¹⁵ em larga escala (projeto *H2-ready*, coeso à estratégia de aceleração do uso de GNL) ([Bird&Bird](#)). Ainda nesse contexto, em maio de 2022, o Bundestag aprovou uma reforma abrangente da Lei Alemã de Segurança Energética - EnSiG (de 1975), ampliando seu escopo de ação¹⁶.

Em conformidade com a decisão da Comissão Europeia¹⁷, o Ministério Federal Alemão para Assuntos Econômicos e Ações Climáticas ([BMWK](#)) anunciou, em março de 2022, o nível de alerta antecipado do chamado Plano de Emergência para o Gás (*Notfallplan Gas*), o qual prevê arcabouço legal para garantir a segurança do fornecimento. O Plano prevê três níveis de alerta: i) alerta antecipado; ii) alarme – atualmente em vigor e; iii) emergência¹⁸.

O contexto de incertezas que levou ao acionamento deste plano decorreu da redução do fornecimento de gás russo para níveis em torno de 40% em relação aos volumes típicos de exportação ([S&P Global](#)). Posteriormente, houve interrupção total do fornecimento pelo gasoduto Nord Stream I por dez dias. Tal ação foi justificada pelas dificuldades para retorno de equipamentos deste gasoduto, decorrentes do embargo econômico dos países ocidentais à Rússia.

¹³ Concluído em setembro de 2021, o gasoduto Nord Stream II, com 1.230 km de extensão, percorre paralelamente o traçado do Nord Stream I, totalizando uma capacidade de transporte do sistema [Streams](#) de 110 bilhões m³/ano.

¹⁴ Em 2021, as metas estabelecidas para a redução de gases de efeito estufa na Alemanha foram enrijecidas: redução de, pelo menos, 65% até 2030; e de ao menos 88% até 2040 (em comparação com 1990); neutralidade líquida de gases de efeito estufa até 2045; e emissões negativas de gases de efeito estufa após 2050 ([Clean Energy Wire](#)).

¹⁵ Estabelecida em 2020, a Estratégia Nacional de Hidrogênio busca impulsionar a inserção do hidrogênio verde para contribuir na descarbonização da economia alemã. Para isso, o governo federal está buscando estabelecer parcerias internacionais com potencial para a produção comercial de hidrogênio verde que permitam contribuir para a segurança a longo prazo do fornecimento a Alemanha, além do desenvolvimento do arcabouço legal adequado, da expansão de novos terminais de importação e infraestrutura de transporte. Complementarmente, foram instituídos programas de subsídio a importações e apoio à demanda doméstica, como o *H2Global* ([BakerMcKenzie](#)) ([Shearman&Sterling](#); [White&Case](#); [Oppenhoff](#)), além da utilização de mecanismos de financiamento, como a negociação de certificados de CO₂, ou pelo estabelecimento de um cliente privado de longo prazo (HINT.CO), pelo Governo Federal ([Hogan Lovells](#)).

¹⁶ Além da EnSiG, outras duas leis regem as estratégias de contorno mediante uma crise de abastecimento de petróleo: a Lei de Estocagem de Petróleo (PSA) de 2012; e Lei de Dados de Óleo Mineral, a qual fornece as bases legais para a coleta de dados de petróleo, para fins de monitoramento do abastecimento, de todas as principais empresas de processamento de petróleo ([IEA](#)).

¹⁷ Em março de 2022, a Comissão Europeia propôs o plano [REPower UE](#) para tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030, o qual adquiriu premência quando a Rússia anunciou que somente aceitaria pagamentos para importações de gás em rublo russo.

¹⁸ O plano de emergência permite uma intervenção adicional do Estado para garantir o fornecimento de gás para cobrir necessidades vitais, mesmo que implique em expropriação de operadores de infraestrutura energética crítica ([BMWK](#); [Bundestag](#)). Recentemente, novas medidas de economia de energia foram anunciadas (proibição de aquecimento de piscinas particulares, suspensão dos requisitos mínimos de temperatura para apartamentos alugados e incentivo ao teletrabalho) e reforçou suas metas de armazenamento de gás (75% até 1º de setembro) ([Reuters](#)).

O fornecimento foi sido parcialmente reestabelecido em julho (embora em patamares 60% inferiores aos níveis normais de importação), mas ainda persiste a percepção da vulnerabilidade alemã à dependência do gás russo ([Reuters](#)). Paralelamente, a Alemanha antecipou projetos de lei para manutenção de volumes mínimos de gás em suas estocagens subterrâneas ([Reuters](#)), bem como retornou o interesse dos projetos de GNL ([Clean Energy Wire](#); [DW](#); [Reuters](#)).

Com foco na redução da dependência de fontes energéticas estrangeiras, em conformidade com o desafio de neutralidade climática até 2045, o país busca resoluções na maior oferta de GNL, em eólica *offshore* e na alavancagem de tecnologias de hidrogênio e sequestro de carbono ([OIES](#)). Neste sentido, o país apresentou três projetos para terminais de regaseificação (Brunsbüttel, Stade, Wilhelmshaven) e um projeto adicional de GNL em pequena escala (Rostock), representados na [Figura 2](#). Adicionalmente, reformas regulatórias foram implementadas, obrigando os operadores dos

gasodutos a assumirem 90% dos custos de conexão destes projetos, de forma a incentivar a conexão destes terminais à malha ([IEA](#)).

Considerações finais

O acesso a fontes energéticas, notadamente o petróleo e o gás natural, foi condicionante histórico na definição de políticas energéticas da Alemanha, essencialmente em períodos de conflitos bélicos em que esteve diretamente envolvida, ou indiretamente impactada. Notabiliza-se, dessarte, o papel da garantia ao acesso à energia na segurança do abastecimento nacional.

Em um esforço para refrear sua dependência da importação de combustíveis fósseis, ainda imprescindíveis para o provisionamento da sua demanda energética, bem como atender ao princípio constitucional de preservação do meio ambiente e combate à mudança do clima e seus impactos, a Alemanha empenha-se no prosseguimento de diversificação de sua matriz energética e pela ampliação da participação de fontes renováveis de energia.

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O conflito na Ucrânia intensificou a volatilidade que já vinha ocorrendo nos mercados internacionais de petróleo e gás natural, devido às tensões geopolíticas, à retomada da mobilidade, ao reestabelecimento de algumas restrições pós-Covid e a disrupções em cadeias logísticas. O mercado de petróleo passou de expectativas de sobreoferta, para uma situação de extrema escassez, com a constatação de que as exportações de petróleo russo não conseguiram ser banidas do mercado, impactando sobremaneira as cotações. Um desequilíbrio entre oferta e demanda de derivados de petróleo aumentou as margens de refino, impactando os preços dos combustíveis líquidos, e a economia como um todo. Para o gás natural, os preços ficaram ainda mais voláteis, associados à necessidade de reposição de níveis de estocagem na Europa e EUA. Tais fatores foram amplificados por tensões geopolíticas devido a cortes de fluxos de gasodutos da Rússia para a Europa, e o consequente redirecionamento de boa parte dos fluxos globais de gás natural liquefeito (GNL). Essa conjuntura reforçou as apostas em uma aceleração da transição energética, mas também em um aumento da segurança energética, que por sua vez significou um novo ímpeto de investimentos em combustíveis fósseis.

As expectativas eram de uma recuperação econômica global acelerada para 2022, especialmente devido ao fim das restrições impostas no início da pandemia em 2020. No entanto, essa recuperação acelerada e os efeitos da pandemia já estavam exercendo pressões inflacionárias sobre cadeias logísticas¹⁹, reduzindo as projeções de crescimento para 2022 (FMI²⁰). O conflito na Ucrânia e as consequentes sanções sobre a Rússia começaram a causar mudanças de fluxos e disrupções em diversos mercados, começando a piorar as expectativas para o crescimento econômico (FMI²¹). Os *lockdowns* na China e o conflito na Ucrânia mais longos

que os esperados elevam as chances de estagflação mundial (Banco Mundial²²). O receio de desabastecimento diante de menor oferta, especialmente de diesel e gás natural, contribuiu para a elevação do custo de insumos, provocando uma espiral inflacionária na economia e uma redução na produção industrial. Essa conjuntura tem levado a um aperto das condições financeiras²³, que por sua vez tende a levar a uma desaceleração da economia (FRBSF (EPE).

Uma parcela importante dos fluxos de óleo e gás mundiais teve de ser redirecionada como consequência do conflito na Ucrânia e das subsequentes sanções por países da OCDE. De particular importância foram as crescentes proibições de importações de energia da Rússia, que apesar de não proibidas, foram sendo feitas preventivamente e devido a sanções financeiras e bancárias (Europa).

As exportações marítimas russas de petróleo e seus derivados caíram logo depois da imposição das sanções, com *traders* sediados em países da OCDE evitando embarcações com produtos de origem russa. No entanto, as exportações por oleodutos se mantiveram, devido à impossibilidade de substituir esse petróleo no curto prazo. Além disso, as exportações marítimas russas se recuperaram, com destaque para novos destinos, como Índia e China²⁴ (S&P Global). As exportações totais de petróleo estão próximas aos níveis pré- crise, e as de derivados ainda inferiores²⁵.

De particular destaque nesse semestre foi a situação do parque de refino mundial. Uma recuperação da demanda mundial mais acelerada e além da esperada, aliada ao fechamento de refinarias depois da pandemia²⁶, e alguma reorientação dos fluxos globais, trouxeram um desequilíbrio entre oferta e demanda de combustíveis. Ademais, a decisão da China de reduzir a disponibilidade de cotas para sua exportação afetou a disponibilidade de derivados no mundo²⁷. Esse desequilíbrio fez com que os

¹⁹ Os preços de diversas *commodities* já estavam em alta desde o 2º semestre de 2021, particularmente o petróleo, diesel, gás natural, óleo combustível e *commodities* agrícolas, entre outras (World Bank).

²⁰ Em janeiro o FMI reduziu sua projeção de crescimento global para 2022 em 0,5% para 4,4%, citando problemas inflacionários e uma desaceleração do crescimento, especialmente na China e nos EUA (FMI).

²¹ A Rússia é um importante agente em diversos mercados, com especial importância sobre os mercados de petróleo, gás natural, carvão, trigo, fertilizantes, terras raras, urânio e nuclear, entre outros. Isso, aliado a restrições em polos manufatureiros chineses, devido a novos *lockdowns*, mas também devido a intensas secas e enchentes, fizeram o FMI reduzir ainda mais o crescimento esperado, para 3,6% (FMI).

²² No começo de junho, o Banco Mundial reduziu sua expectativa de crescimento mundial em 2022 para 2,9%. Problemas de oferta elevando a inflação devem afetar o crescimento global. Além disso, a organização não descarta uma recessão brusca e crises financeiras em alguns países em desenvolvimento (Banco Mundial).

²³ Em 15 de junho, os EUA aumentaram sua taxa básica de juros em 0,75%, o maior aumento em uma reunião desde 1994 (FRBSF).

²⁴ As importações europeias de petróleo russo embarcado caíram de 1,75 milhão b/d para 1,3 milhão b/d, enquanto as importações dos EUA caíram 400 mil b/d. A Rússia se tornou o principal fornecedor de Índia e China, com 1 milhão b/d em junho (MEES), e 2 milhões b/d em maio (MEES), respectivamente. Parte do óleo combustível russo foi redirecionado dos EUA para os EAU e a Arábia Saudita (S&P Global; MEES). Todas essas mudanças permitiram que a Rússia recuperasse boa parte de suas exportações, mas aumentaram consideravelmente a distância percorrida pelas exportações.

²⁵ As exportações de derivados de petróleo russas baixaram de algo em torno de 1,8-2,0 milhões b/d para 1,4-1,6 milhão b/d (Vortexa).

²⁶ A capacidade de refino nos EUA se reduziu de 19,0 milhões b/d em 2020 para 17,9 milhões b/d em 2022 (EIA). A perda de capacidade de refino mundial foi de 1,8 milhão b/d em 2021. No entanto, a entrada de novas refinarias deve reverter esse quadro no segundo semestre de 2022 e em 2023 (S&P Global).

²⁷ A disponibilidade de cotas de exportação chinesas para derivados este ano está 41% abaixo das concedidas em 2021. As exportações de diesel registraram a queda mais significativa, caindo de mais de 400 mil b/d em média para menos de 50 mil b/d desde o final do ano passado (Reuters). A China era um importante exportador de derivados de petróleo. No entanto, o governo decidiu racionalizar seu parque de refino (S&P Global).

estoques, especialmente de óleo diesel, se reduzissem, levando a margens robustas para a produção desse combustível e a preços recorde ([S&P Global](#)). As margens de diesel sofreram elevação ainda em decorrência do aumento dos custos de produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre, em especial em refinarias europeias²⁸. As margens da gasolina também começaram a atingir recordes com a aproximação das férias de verão do hemisfério norte, pressionando ainda mais a demanda de derivados de petróleo, e mantendo as margens de refino historicamente elevadas ([Bloomberg](#)).

Para o gás natural, o início do semestre manteve a tendência do ano de 2021, com recuperação da demanda nos principais países consumidores em função da amenização dos efeitos da pandemia de Covid-19 e, no caso europeu, com elevada demanda por GNL para reposição dos baixos níveis de estocagem de gás natural ([IEA](#); [EIA](#)). De fato, a Europa iniciou o semestre com o menor nível de estocagem subterrânea dos últimos quatro anos (53,8% da capacidade, em comparação com 64,2% no mesmo período em 2018) ([AGSI+](#)). Com o início do conflito na Ucrânia, a União Europeia (UE) enfrentou a possibilidade de comprometimento de parte de sua demanda de gás natural pela perda potencial da importação de gás russo²⁹. Assim, a UE entrou em contato com diversos países, como os EUA, Catar³⁰, Egito, Azerbaijão, Nigéria e Coreia do Sul para remessas adicionais de gás natural e GNL, ou trocas de contratos ([Reuters](#)).

A necessidade de reposição do armazenamento intensificou a demanda europeia por GNL, acirrando a competição com compradores asiáticos, principalmente por cargas oriundas dos EUA. Assim, as importações europeias de GNL atingiram níveis recorde no período entre janeiro e abril, impulsionadas principalmente por essas cargas ([Reuters](#)). A produção crescente de gás natural na Bacia do Permiano (EUA) atraiu diversas empresas americanas interessadas na

construção e expansão de gasodutos entre esta Bacia e terminais de GNL na Costa do Golfo³¹ ([Reuters](#); [RBN Energy](#); [S&P Global](#)). Por outro lado, a demanda asiática por GNL apresentou queda neste período em relação a 2021, principalmente em função da China, que reduziu suas importações, depois de ter se tornado o maior importador mundial em 2021³² ([Reuters](#); [Rystad Energy](#); [NGI](#)).

A recuperação da demanda asiática por cargas de GNL a partir de maio, com temperaturas mais quentes que o normal em muitos países da região, além da oferta reduzida de GNL dos EUA em função da paralisação de infraestruturas de GNL importantes³³, provocaram o acirramento de competição entre Europa e Ásia por cargas de GNL. Neste contexto, o mercado global de GNL ficou apertado em função da pressão europeia por ofertas mais diversificadas de gás natural, da escassez de oferta de cargas de GNL, e da maioria dos grandes produtores estarem operando perto de suas capacidades totais ([Reuters](#); [Reuters](#); [IEA](#)). A antecipação do início da produção do terminal de Calcasieu Pass, nos EUA mitigou uma parcela desse efeito³⁴ ([S&P Global](#)).

A política a longo prazo da UE na direção de emissões líquidas zero proposta pela Agência Internacional de Energia (IEA) já havia trazido uma tendência à redução de oferta de gás natural russo para o continente³⁵. O conflito na Ucrânia antecipou a formulação de políticas europeias para redução ainda maior dessa dependência, em especial devido à possibilidade de interrupção dessa oferta para a região. Entretanto, ainda há uma expressiva dependência da União Europeia em relação ao gás natural russo, com aproximadamente 45% das importações do combustível em 2021³⁶ ([IEA](#)), percentual que atinge valores mais elevados em alguns países europeus³⁷. Neste contexto, a UE começou a revisar planos de contingência, entre eles o Plano de 10 pontos³⁸ da IEA, lançado em março e composto de

²⁸ A produção de combustíveis com baixo teor de enxofre, particularmente o diesel, requerem o uso de hidrogênio em unidades de hidrotratamento (HDT). Esse hidrogênio, por sua vez, é majoritariamente produzido a partir de gás natural. Os altos preços de gás natural estão elevando os custos para se produzir óleo diesel, com os preços na Europa podendo estar aumentando o custo por barril de óleo diesel em US\$ 8,0/b frente ao custo dos EUA ([S&P Global](#)).

²⁹ A Europa importou 45,27 Mt de GNL entre janeiro e abril, um aumento de 58% em relação aos primeiros 4 meses de 2021, enquanto a Ásia importou 88,05 Mt neste período, uma queda de 8,9% ([Reuters](#)).

³⁰ O Catar informou que a maior parte de sua produção de GNL estava comprometida com contratos de longo prazo, com a possibilidade de 10 a 15% de desvio de GNL para a Europa ([Reuters](#); [Reuters](#)).

³¹ A produção de gás natural do Permiano subiu 9% para 405 milhões m³/d nos últimos 12 meses. Kinder Morgan e ExxonMobil decidiram pela decisão final de investimento (FID) da expansão da Permian Highway Pipeline, cuja capacidade deve aumentar de 60 milhões m³/d para 75 milhões m³/d em novembro de 2023. Com a entrada desse e de outros gasodutos aprovados este ano, a produção de gás da bacia pode se elevar até 651 milhões m³/d ao final de 2023, sem esbarrar em restrições de escoamento ([S&P Global](#)).

³² Além de estar aumentando suas importações de GNL para recordes, a produção chinesa de gás natural também está crescendo. A produção em 2021 foi de 571 milhões m³/d, dos quais 63 milhões m³/d de *shale gas*, um valor 8,3% superior ao de 2020. A projeção é que a produção aumente mais 6% em 2022, para 607 milhões m³/d.

A produção nacional deve suprir 55% da oferta de 2022, enquanto as importações de gás representarão 15%, e de GNL 30% ([S&P Global](#)).

³³ A Shell suspendeu temporariamente, entre janeiro e abril, a produção de GNL do Prelude FLNG, na Austrália Ocidental e, em julho, fechou a instalação. O terminal Freeport, responsável por cerca de 20% das exportações de GNL dos EUA, principalmente para a Europa desde o início do conflito, foi atingido por incêndio em junho. Sua paralisação reduziu em 56,6 milhões m³/d a capacidade de exportação do país ([Reuters](#); [NGI](#); [EIA](#)).

³⁴ O terminal Calcasieu Pass, de 10 Mtpa, da Venture Global, Louisiana, EUA, enviou sua primeira carga comissionada de GNL para Europa em março ([S&P Global](#)).

³⁵ No quarto trimestre de 2021, a Rússia reduziu a exportação de gás natural para a Europa em 25% em comparação com o quarto trimestre de 2020, atendendo apenas volumes contratuais ([IEA](#)).

³⁶ A UE importou 155 bilhões m³ de gás natural russo em 2021, sendo que 140 bilhões m³ foram por gasodutos e 15 bilhões m³ na forma de GNL ([IEA](#)).

³⁷ Em 2020, os estados-membros da UE mais dependentes da importação de gás russo foram: Hungria (100%); Estônia (100%); Letônia (100%); Eslováquia (88%); República Tcheca (86%); Bulgária (80%); Finlândia (68%); Lituânia (51%); Alemanha (46%); Polônia (46%) e Itália (41%) ([IEA](#)).

³⁸ A IEA destacou que as medidas propostas no Plano estão alinhadas com o Acordo Verde Europeu, com o pacote Fit for 55 e com o Roteiro do Net Zero até 2050 ([IEA](#)) ([IEA](#)).

ações a serem tomadas pela UE, sinalizando a intenção de reduzir esta dependência em mais de 30% em um ano (Reuters; IEA). A UE adotou regras para melhorar a segurança do abastecimento de gás natural, estabelecendo que as instalações de estocagem dos estados-membros estejam com o nível adequado antes do inverno, e que estes estados partilhem essas instalações (Europa).

O primeiro semestre de 2022 presenciou, ainda, impactos geopolíticos do conflito no cenário global de gás natural. A Rússia estabeleceu um novo mecanismo de pagamento de compras de seu gás natural em rublos, introduzido por decreto, com impacto negativo nos contratos de alguns estados-membros da UE que se recusaram a cumprir esta exigência³⁹ (OIES; Reuters). Adicionalmente, Rússia e China assinaram uma série de novos contratos de gás natural⁴⁰ (OIES).

Os fluxos físicos de gás natural russo para a Europa através de seus quatro principais “corredores” - Yamal-Europe, Turkstream, Nord Stream 1 e Ucrânia – apresentaram queda progressiva ao longo dos meses. Os fluxos totais destes corredores recuaram de 9,8 bilhões m³ em março para 4,7 bilhões m³ em junho⁴¹ (S&P Global; S&P Global; Reuters). Vale ressaltar que, em fevereiro, a Alemanha suspendeu a certificação do gasoduto Nord Stream 2, que já estava finalizado e somente requerendo aprovações regulatórias, projetado para dobrar o fluxo de gás russo para o país (Reuters).

Em meio às tensões geopolíticas devido ao conflito militar na Ucrânia, as incertezas a respeito do abastecimento de gás natural na Europa foram reforçadas. Ao longo do 1º trimestre, os preços internacionais de gás natural se mantiveram em patamares elevados e com volatilidade acentuada, conforme pode ser observado na Figura 3 e na Figura 2, principalmente nos mercados europeus e asiáticos, que registraram recordes históricos em março (EIA; EIA; EIA; S&P Global; JOGMEC). Ao final do semestre, em função da redução do suprimento de gás russo para a Europa e de uma forte onda de calor no hemisfério norte, houve novos aumentos de preços internacionais, alcançando níveis de US\$ 35/MMBtu e US\$ 40/MMBtu na Ásia e na

Europa, respectivamente (JOGMEC; EIA; EIA; EIA; Reuters; S&P Global; S&P Global).

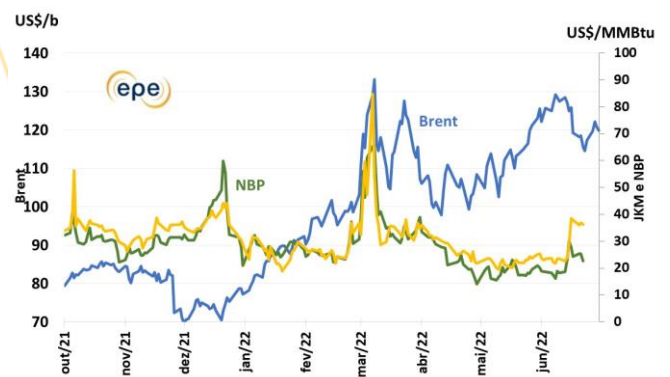


Figura 3 - Preços de Brent, JKM (Ásia) e NBP (UK) (EIA; S&P Global; S&P Global)

Importações de GNL e novas interconexões de gasodutos entre países europeus podem ser consideradas como parte da solução a médio e longo prazos para reequilíbrio dos mercados na Europa, como no caso da Alemanha, Polônia e Lituânia⁴², bem como acordos entre Itália e Espanha⁴³, além de Grécia e Bulgária⁴⁴.

Nos EUA, os preços de gás natural dispararam no 2º trimestre. O país enfrentou níveis de estocagem 17% abaixo da média dos últimos e anos e limitação na substituição por carvão para geração elétrica no curto prazo. Como consequência, o preço *spot* no Henry Hub atingiu US\$ 8,14/MMBtu em maio, com redução para US\$ 7,70/MMBtu em junho, parcialmente atribuída à interrupção no terminal de exportação de GNL de Freeport⁴⁵, conforme Figura 4 (EIA; EIA).

³⁹ A operadora de gás natural russo Gazprom suspendeu o fornecimento de gás à Polônia e Bulgária pela falta de pagamento em rublos (Reuters).

⁴⁰ A Gazprom informou que irá fornecer adicionalmente 10 bilhões m³ por ano de gás natural via gasoduto por 25 anos para a CNPC chinesa (OIES).

⁴¹ No início do semestre, houve aumento de fluxo, já que o gás contratado russo era mais competitivo que nos hubs europeus. Em maio, o fluxo caiu para 7,9 bilhões m³ e, em junho para 4,7 bilhões m³. Esta maior queda ocorreu depois que a Gazprom reduziu em 60% sua oferta através do Nord Stream 1, além do corte de fornecimento através de outros corredores (S&P Global; Reuters; S&P Global; Reuters).

⁴² A Alemanha alugou quatro unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRUs), assinou memorandos de entendimento para construção dos terminais de GNL Stade, de 8,8 Mtpa, e Brunsbuettel, de 5,8 Mtpa e assumiu o controle de pelo menos 3 navios metaneiros que foram fretados para uma subsidiária da Gazprom (Reuters; PE; PE). O gasoduto de interconexão entre Polônia e Lituânia (GIPL), inaugurado em maio,

fortalecerá a independência energética da região e aumentará possibilidades de uso de terminais de GNL nestes países (Europa). A Itália assinou acordos com Argélia, Egito e Congo para substituir parte dos 29 bilhões m³ de gás importados da Rússia (Reuters).

⁴³ Itália e Espanha assinaram acordo para a construção de um gasoduto *offshore* entre ambos, dado que a Espanha tem a maior capacidade europeia de regaseificação de GNL, mas o transporte de gás através dos Pirineus tem sido um desafio (Reuters).

⁴⁴ Grécia e Bulgária informaram o término da construção do gasoduto IGB de interconexão entre os dois países, de 180 km e capacidade inicial de 8,2 milhões m³/d, além da construção de um novo terminal de GNL no Porto de Alexandroupolis, que deverá iniciar suas operações no final de 2023 (Reuters; Reuters).

⁴⁵ Segundo a EIA, a interrupção das exportações pelo terminal de Freeport LNG reduziu a cotação do Henry Hub em US\$ 1,27/MMBtu (EIA).

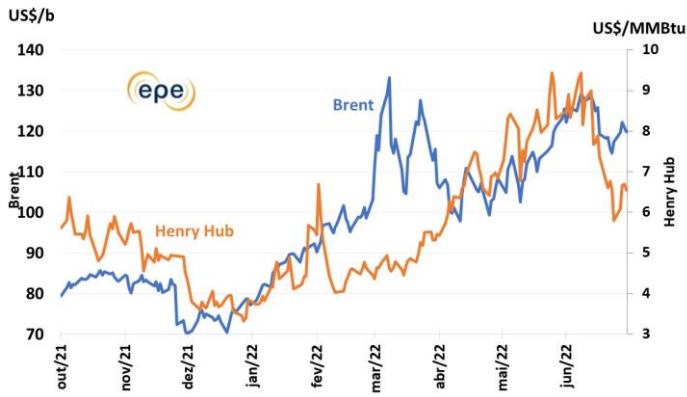


Figura 4 - Preços de Brent e Henry Hub (EUA) (EIA; EIA)

Com relação à dinâmica de preços de petróleo, a oferta desse energético foi um elemento particularmente importante para a compreensão de seu comportamento no primeiro semestre do ano. No começo do ano, a IEA projetava uma sobreoferta de petróleo significativa para 2022, apesar a demanda vir se recuperando rapidamente (MEES). Uma confluência de demanda resiliente, estoques em queda, capacidade ociosa minguate e tensões geopolíticas contribuíram para elevar o petróleo em janeiro acima de US\$ 90/b pela primeira vez desde 2014 (S&P Global). Os preços do Brent ultrapassaram US\$ 130/b em março, com o anúncio de que os EUA e o Reino Unido baniriam importações russas de petróleo e derivados como consequência do conflito na Ucrânia (Reuters), conforme Figura 4. A produção russa caiu significativamente, e as perspectivas para o país pioraram com a saída de diversas petrolíferas internacionais (WP). A decisão da Opep+ de não acelerar seus aumentos graduais de oferta intensificou ainda mais a escassez (S&P Global).

Rígidos lockdowns na China (S&P Global), a liberação de 183 milhões de barris em estoques estratégicos (IEA), e uma retomada das

exportações de petróleo russas fizeram o Brent voltar para uma faixa mais próxima de US\$ 100-110/b. No curto prazo, não existem fontes de oferta disponíveis, exceto o *tight oil* nos EUA, que está se aproximando dos recordes de 2019⁴⁶, mas cujo potencial para 2022 é limitado. Essa escassez de fontes de oferta no curto prazo, o fim de muitas restrições na China (Reuters), o anúncio do banimento de petróleo russo pela Europa até o final do ano (Europa) e novas sanções ao Irã (Reuters) levaram o Brent novamente para um patamar próximo a US\$ 130/b. Todavia, os ainda elevados preços de derivados, principalmente diesel e gasolina, que estão pressionando a demanda⁴⁷, aliados às preocupações com a economia, começaram a reduzir os preços do petróleo e seus derivados no final de junho.

Os altos preços e uma potencial falta de oferta de combustíveis fósseis, além das renovadas preocupações com a segurança do abastecimento, estão acelerando os investimentos em busca de uma transição energética em algumas regiões⁴⁸. No entanto, o déficit de oferta de gás russo eleva as dificuldades da Europa em encontrar alternativas a curto prazo.

Para além das renováveis, a Europa e outros países também devem investir em mais plantas nucleares e em demanda e oferta de hidrogênio (S&P Global), evidenciando uma renovada preocupação com segurança energética⁴⁹. Essa tendência está sendo reforçada pela possibilidade de religamento ou aumento do parque de termelétricas a carvão na Europa (Reuters) e, em alguns casos específicos, mesmo uma substituição de gás natural por óleo combustível⁵⁰.

Não obstante uma possível recessão, a demanda mundial por combustíveis fósseis deve seguir crescendo. Os altos preços desses combustíveis e a inflação fizeram muitos países implementarem políticas para amenizar os impactos sobre a população⁵¹, o que tende a manter a demanda elevada no curto prazo (FMI). Além disso, estímulos econômicos para contornar uma possível recessão estão

⁴⁶ A produção de *tight oil* aumentou 700 mil b/d frente ao mesmo mês do ano anterior, estimulado por um aumento considerável de completações e sondas em uso, que começam a se aproximar dos níveis pré-crise (MEES). Esse avanço vem da produção do Permiano, que deve atingir seu recorde histórico de 5,32 milhões b/d em julho (MEES).

⁴⁷ O consumo de gasolina nos EUA começou 2022 acima da demanda registrada em 2021. No entanto, desde abril, a demanda mensal caiu abaixo da registrada no ano anterior (EIA). No Reino Unido, os altos preços de gasolina também fizeram a demanda cair 6% frente ao mesmo patamar do ano anterior (S&P Global). Para o diesel, a demanda no começo do ano estava acima de qualquer valor registrado para o mesmo mês desde 2015. No entanto, a demanda despencou abaixo do menor valor registrado desde 2015 para o mesmo mês a partir de abril (EIA). Essa redução da demanda de diesel pode estar indicando uma potencial recessão no horizonte próximo (Reuters).

⁴⁸ Na Europa, a Comissão Europeia apresentou o Plano RepowerEU, com propostas de economia de energia, produção de energia renovável e diversificação de suprimentos. O plano propôs acelerar a meta da UE para renováveis dos atuais 40% para 45% para 2030, com aumento da capacidade total de geração de energia renovável de 1067 GW, previsto no Plano Fit para 55, para 1236 GW até 2030. Também prevê investimentos adicionais de 210 bilhões de euros entre 2022 e 2027 para eliminar gradualmente as importações russas de combustíveis fósseis (Europa).

⁴⁹ O parlamento europeu votou a favor da inclusão da geração a partir de gás natural e nuclear na classificação de investimentos sustentáveis (S&P Global). O Reino Unido anunciou até 8 novas usinas nucleares até 2050 (BBC). A França planeja construir até 14 novas usinas até 2050 (The Guardian). O Japão autorizou a reativação de 10 usinas nucleares. Atualmente somente quatro estão em operação (Nippon).

⁵⁰ A utilização de óleo combustível no Japão por termelétricas aumentou de um patamar de 20 mil b/d para mais de 100 mil b/d no final de 2021, devido aos elevados preços de GNL (Argus Media). A demanda aumentou ainda mais em 2022, com o refinador Eneos afirmando que terá dificuldade de ofertar óleo combustível suficiente para suprir o consumo doméstico (S&P Global). Empresas energo-intensivas na França, entre elas a Michelin, anunciaram planos para converter suas caldeiras a gás natural para óleo combustível em função da incerteza de disponibilidade de gás natural (Reuters).

⁵¹ Mais de metade dos 134 países analisados pelo FMI anunciaram pelo menos uma medida em resposta aos altos preços de energia e alimentos (FMI). Inclusive países desenvolvidos, que historicamente tributam os combustíveis como forma de arrecadar recursos e desestimular o consumo dessas fontes, implementaram medidas para reduzir o repasse dos preços ao consumidor final. Exemplos disso podem ser encontrados na Alemanha, Reino Unido, Japão, Coreia do Sul e França (BBC; Argus Media; S&P Global).

sendo implementados em alguns países, como nos EUA e na China⁵². Ademais, a regularização da mobilidade das pessoas com o fim das restrições devido à pandemia deve também estimular a demanda⁵³, especialmente o querosene de aviação (QAV).

A atual conjuntura está levando a anúncios em novos investimentos na produção e infraestrutura de óleo e gás em grandes produtores como Arábia Saudita, Catar e os Emirados Árabes Unidos (EAU), mas também em novos países, como a Uganda⁵⁴. Países que haviam anunciado que não incentivarão mais a exploração de hidrocarbonetos, como o Reino Unido, reviram seus direcionamentos⁵⁵. Os EUA tornaram a licenciar terras e águas federais para exploração em óleo e gás (DOI; DOI). Investimentos em novas infraestruturas de gás natural também foram anunciados, como em Moçambique e na China⁵⁶.

Apesar da retomada do investimento em energia fóssil, a transição energética em direção a fontes mais renováveis e menos poluentes é uma tendência e deve continuar a avançar ao longo dos próximos anos e décadas. No entanto, nesse semestre ficou mais evidente que a transição não conseguirá avançar sem segurança ou integração energética, e que ao longo do processo o papel das fontes de origem fóssil ainda será de grande relevância, sobretudo diante da

expectativa de crescente demanda de energia pela humanidade. A IEA indicou que a Europa pode sofrer de desabastecimento de petróleo durante os meses de verão (Reuters), e que uma eventual interrupção das importações de gás natural russas pode forçar a redução de demanda de 30% no começo de 2023 (OilPrice). Já a agência S&P Platts alerta para a possibilidade de desabastecimento de gás natural e alguns derivados de petróleo com a chegada do inverno europeu (S&P Global).

Essa situação pode ser ainda mais agravada devido às expectativas de uma continuidade do La Niña e de uma temporada de furacões particularmente ruim no Golfo do México (NOAA; WMO). Vale lembrar que a busca por alternativas de suprimentos traz desafios distintos para combustíveis fósseis e, em especial, para o gás natural, que apresenta infraestrutura menos difundida do que a de petróleo e derivados. A atual conjuntura tende a promover uma aceleração dos investimentos em renováveis, especialmente em regiões importadoras, como a Europa e a Ásia. Contudo, investimentos em outras fontes como nuclear, óleo e gás⁵⁷ devem permanecer elevadas pelas próximas décadas, sendo observados movimentos de retorno aos usos de derivados de petróleo por parte de algumas indústrias europeias (S&P Global).

III. CONJUNTURA BRASIL

O ano de 2022 apresentou significativo aumento dos preços de petróleo e de seus derivados, principalmente em decorrência do conflito na Ucrânia, bem como a recuperação da demanda global acima de volumes esperados. A alta no preço dos combustíveis no mercado internacional influenciou o mercado doméstico, onde o óleo diesel S-10 teve um aumento de 42%, a gasolina teve aumento de 8% e o GLP teve reajuste de 10% nos preços médios de revenda ao longo do semestre (ANP). Na distribuição de gás natural, os preços médios ao consumidor final aumentaram entre 9% e 12% para os segmentos

industrial, residencial, comercial e automotivo, até o mês de abril em relação a dezembro de 2021 (MME). A alta nos preços dos combustíveis provocou impacto inflacionário e dominou a pauta de discussões do setor no semestre, culminando em uma série de desdobramentos para mitigar ou amortecer os preços desses produtos. Neste contexto, diversas ações das esferas governamentais foram observadas.

Em março, foi sancionada a Lei Complementar nº 192/2022, que estabelece a incidência única do ICMS (monofasia) para o diesel,

⁵² Os EUA aprovaram uma lei que prevê o investimento de US\$ 1,2 trilhão em infraestrutura para os próximos 10 anos (WH; Congress). O governo chinês está planejando capitalizar um fundo com US\$ 75 bilhões para financiar investimentos e infraestrutura, e conceder linhas de crédito de até US\$ 120 bilhões para projetos de infraestrutura (Reuters).

⁵³ Em relação aos níveis pré-pandemia, as atividades de transporte coletivo ainda estão 21% abaixo nos EUA, 19% abaixo no Reino Unido e 15% abaixo no Japão. Em alguns países, esse indicador se tornou positivo em julho desse ano, como na França e na Alemanha. Mas em muitas partes do mundo a mobilidade ainda não retomou os patamares pré-pandemia (Google).

⁵⁴ A Arábia Saudita aumentou o seu plano de investimentos (Capex) de 2022 para US\$ 40-50 bilhões frente a US\$ 31 bilhões em 2021, e anunciou a elevação de sua capacidade produtiva de petróleo para 13 milhões b/d em 2027. Os EAU também pretendem ter aumentado sua capacidade em 1 milhão b/d em 2030 (MEES). A TotalEnergies e a Cnooc anunciaram o FID de um projeto de petróleo de US\$ 10 bilhões em Uganda (PE). O Catar terminou a seleção de empresas participantes de seu megaprojeto de GNL North Field

East, com capacidade de 32 Mtpa de GNL. TotalEnergies, ExxonMobil, Eni, Shell e ConocoPhillips terão participação de 25% nos 4 trens de liquefação (MEES).

⁵⁵ O Reino Unido impôs um imposto extraordinário de 25% sobre o lucro de petrolíferas com vigência até 2025. No entanto, o reinvestimento no próprio setor no país poderá ser abatido de forma acelerada do lucro a ser tributado, incentivando a exploração (PE).

⁵⁶ A Eni informou que a instalação flutuante de GNL (FLNG) de Coral South no Moçambique recebeu gás natural e está pronta para exportar sua primeira carga de GNL no 2º semestre. A China aprovou a construção de terminal de GNL, de 5,65 Mtpa, na província de Fujian (Offshore Energy; Reuters).

⁵⁷ O gás natural é um combustível mais aderente às aspirações ambientais, que continuam fortes ao redor do mundo, especialmente com o advento cada vez mais frequente de temperaturas extremas. As temperaturas no final do semestre estão alcançando muitos recordes anteriores, antes mesmo do início do verão (WMO), com graves consequências para a agricultura e vida humana em algumas regiões (WMO).

biodiesel, gasolina, etanol anidro e GLP. A Lei também define alíquotas uniformes em todo o território nacional, podendo ser diferenciadas por produto, e que essas alíquotas sejam específicas (*ad rem*), por unidade de medida adotada ([Brasil](#)). Complementarmente, foi concedida uma liminar na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 7.164, ajuizada pela Presidência da República, suspendendo a eficácia de duas cláusulas do convênio do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) que, ao disciplinar a monofasia de ICMS sobre óleo diesel e definir as alíquotas aplicáveis, autorizaram os estados a dar descontos nas alíquotas, a fim de equalizar a carga tributária, pelo período mínimo de 12 meses ([STF](#)).

A Lei Complementar nº 194/2022, sancionada em junho, elenca como bens ou serviços essenciais combustíveis, energia elétrica, transporte coletivo e comunicações. A Lei limita, dessa forma, a 17% ou 18% (a depender do Estado) a alíquota máxima do ICMS cobrado sobre esses setores ([Brasil](#)).

Encontra-se em tramitação a Proposta de Emenda à Constituição PEC nº 15/2022, que institui Estado de Emergência até o final do ano e permite despesas excepcionais até 31/12/2022, dentre elas o aumento do Auxílio Gás (subsídio ao consumo de GLP para famílias em situação de vulnerabilidade) e a instituição de auxílios mensais para caminhoneiros autônomos e motoristas de táxi ([Congresso Nacional](#)).

No que tange à exploração e produção de petróleo, vários eventos foram observados no período. A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) realizou o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, no qual foram arrematados 59 blocos exploratórios, em seis bacias⁵⁸, que geraram R\$ 422 milhões em Bônus de Assinatura e resultarão em, pelo menos, R\$ 406 milhões em investimentos fase de exploração ([ANP](#)). Sobre leilões futuros, a Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência nas áreas de Água Marinha e Norte de Brava, localizadas na Bacia de Campos, a serem licitadas no Sistema de Oferta Permanente, sob o Regime de Partilha de Produção ([CNPE](#); [Petrobras](#)). A ANP planeja licitar áreas do regime de partilha do pré-sal, no modelo de oferta permanente, no 1º Ciclo da Oferta Permanente ([Agência Brasil](#)). Atualmente, onze áreas do

pré-sal encontram-se habilitadas para serem licitadas nesse certame ([CNPE](#)) ([EPBR](#)).

Entre os principais desinvestimentos no *upstream* da Petrobras no período, a empresa transferiu o controle do campo de Albacora Leste para a Petro Rio por US\$ 2,2 bilhões ([Petrobras](#)), do Polo Potiguar⁵⁹ para a 3R Petroleum por US\$ 1,38 bilhão, do Polo Recôncavo para a 3R Petroleum por US\$ 256 milhões ([3R Petroleum](#)), do Polo Norte Capixaba para a Seacrest por US\$ 544 milhões ([Petrobras](#)) e dos Polos Golfinho e Camarupim para a BW Energy por US\$ 75 milhões ([Petrobras](#)). A companhia mantém processos de desinvestimentos para o campo de Albacora, na Bacia de Campos, além do Polo Bahia Terra⁶⁰ ([Petrobras](#)) e sua participação de 20% na empresa MP Gulf of Mexico, que atua em ativos *offshore* no Golfo do México ([Petrobras](#)).

O aumento dos preços internacionais de petróleo teve impactos positivos na arrecadação governamental. Neste ano, de janeiro a maio, as empresas produtoras de petróleo pagaram mais de R\$ 23 bilhões em *royalties* — um aumento de quase 80% em relação ao mesmo período do ano passado ([Agência Brasil](#)).

Em maio, o Ministério de Minas e Energia (MME), solicitou a qualificação da Petrobras e da Pré-sal Petróleo (PPSA) no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), com o objetivo de iniciar os estudos específicos de avaliação para a desestatização das empresas⁶¹ ([Agência Brasil](#)) ([Petrobras](#)).

No segmento de refino, a Petrobras realizou, ao longo do semestre, a venda da Lubnor, de Fortaleza/CE, para a Grepar Participações por US\$ 34 milhões ([Petrobras](#)), além da venda da RPCC, localizada em Guamaré/RN, como parte integrante do Polo Potiguar ([3R Petroleum](#)). O processo de análise da venda refinaria Reman, de Manaus/AM, para o grupo Atem, anunciada em 2021, foi aprovado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) ([Petrobras](#)). Em junho, a Petrobras reiniciou os processos de venda das refinarias RNEST (Ipojuca/PE), Repar (Araucária/PR) e Refap (Canoas/RS) ([Petrobras](#)). Esses ativos também faziam parte do plano de desinvestimento de 50% de sua capacidade de refino apresentado pela empresa ao Cade em 2019. Outro desinvestimento da Petrobras no *downstream* foi a venda da totalidade de sua participação

⁵⁸ Os blocos arrematados são de seis estados: Rio Grande do Norte, Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Santa Catarina e Paraná. Os blocos foram arrematados por um total de 13 empresas, sendo a CE Engenharia uma nova entrante no País ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([MME](#)).

⁵⁹ O Polo Potiguar compreende um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas e a refinaria Clara Camarão, juntamente às suas infraestruturas de processamento, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas no Rio Grande do Norte ([3R Petroleum](#)).

⁶⁰ O consórcio formado pelas empresas PetroRecôncavo S.A. (60%) e Eneva S.A. (40%) apresentou a melhor proposta, em valor superior a US\$ 1,4 bilhão, considerando pagamentos firmes e contingentes, e foi convidado para a fase de negociação

([Petrobras](#)). Contudo, em junho uma decisão liminar proferida pelo Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro determinou a paralisação das negociações contratuais referentes ao processo de venda do Polo ([Petrobras](#)).

⁶¹ Em junho, foi publicada a Resolução CPPI nº 240/2022, opinando favoravelmente à inclusão da Petrobras no PPI ([Ministério da Economia](#)).

(27,88%) na Deten Química⁶² para a Cepsa Química por R\$ 514 milhões ([Petrobras](#)). A empresa abriu novo processo para a venda da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III)⁶³, em Três Lagoas/MS ([Petrobras](#)).

A Petrobras firmou contrato com o Consórcio Toyo Setal para a construção de uma unidade de hidrotreatamento na Replan, em Paulínia/SP. O investimento será de US\$ 458 milhões, com conclusão prevista para 2025, e permitirá aumentar a produção de Diesel S-10 em 63 mil b/d e de querosene de aviação em 12,5 mil b/d. Dessa forma, todo o diesel produzido na refinaria será de baixo teor de enxofre ([Petrobras](#)).

A preocupação com o abastecimento de diesel S-10 no País levou o MME a instituir, em março, o Comitê Setorial de Monitoramento do Suprimento Nacional de Combustíveis e Biocombustíveis (CMSNC). O referido comitê tem objetivos de gerenciar as questões inerentes ao suprimento nacional de combustíveis, relacionados aos mercados globais de petróleo, seus derivados e gás natural; e intensificar o monitoramento da conjuntura energética corrente, em face da situação geopolítica mundial, com impacto nos fluxos e nas cotações desses energéticos ([DOU](#)).

A Medida Provisória nº 1.112/2022 instituiu o Programa de Aumento da Produtividade da Frota Rodoviária no País (Renovar)⁶⁴ ([Brasil](#)). Foi promulgada também a Lei nº 14.301/2022, que institui o Programa de Estímulo ao Transporte por Cabotagem⁶⁵ ([Câmara](#)).

Após alcançar recordes de importação de GNL em 2021, especialmente devido à escassez hídrica enfrentada pelo País, ocorreu uma queda significativa dos patamares de importação, com uma redução de 50% no primeiro trimestre de 2022 comparado a média anual de 2021. Essa redução deve-se principalmente à diminuição da regaseificação de GNL, devido a uma redução do despacho termelétrico ocasionado pela abundância de chuvas no período úmido e pelo aumento dos níveis dos reservatórios. A menor dependência dessa fonte trouxe, em um primeiro momento, conforto para o mercado de gás brasileiro, sobretudo diante da elevação dos preços no mercado internacional de GNL devido ao conflito entre Rússia e Ucrânia ([EPBR](#)) ([MME](#)).

Contudo, um movimento inesperado ocorreu no tocante à importação de gás boliviano. As autoridades bolivianas anunciaram um novo contrato de venda de gás para a Argentina durante o inverno de 2022, preferindo reduzir em cerca de 30% a exportação de gás para o Brasil através de seu contrato de longo prazo com a Petrobras, vigente até 2026, e pagar a multa prevista contratualmente. Com isso, a Petrobras precisou recorrer ao mercado internacional de GNL, pagando um valor mais elevado, visto que o contrato de importação de gás da Bolívia está precificado a cerca de 10% do valor do petróleo Brent (11 dólares por MMBtu aos preços no final do semestre), enquanto o GNL no mercado *spot* ronda os 25 dólares por MMBtu ([EPBR](#)) ([Agência Brasil](#)) ([Brasil Energia](#)).

No primeiro semestre, alguns projetos inovadores foram anunciados na indústria de gás brasileira. Destaca-se os projetos de pequena escala anunciados pela Eneva que fechou com a Suzano um acordo para fornecimento de GNL para instalações industriais da empresa de papel e celulose em Imperatriz, no Maranhão, e um contrato com a Vale para fornecimento de gás para as instalações da empresa em São Luís. A Companhia suprirá o GNL a partir de suas concessões na Bacia do Parnaíba, onde será instalada uma unidade adicional de liquefação de gás natural com capacidade de 600 mil m³/dia, destinada majoritariamente para atender aos contratos da Vale e Suzano S.A. O investimento total estimado para a implantação das duas unidades de liquefação é de R\$ 980 milhões. Esses contratos são os primeiros a partir de GNL por meio de transporte rodoviário de pequena escala com fornecimento diretamente para um cliente industrial ([Eneva](#)) ([Abegás](#)).

No segmento de projetos de pequena escala, entrou em operação no semestre a Usina Termelétrica Jaguatirica II. O empreendimento, com 141 MW de capacidade, é abastecido por GNL transportado via caminhões provenientes do campo de Azulão, no Amazonas. Esse empreendimento é o primeiro do Leilão de Sistemas Isolados de Boa Vista de 2019 a entrar em operação ([MME](#)).

Quanto ao Novo Mercado de Gás, algumas movimentações foram observadas nesse semestre como a inauguração de novos fornecedores para as distribuidoras estaduais. Equinor, Galp,

⁶² A Deten Química produz matérias-primas para o segmento de limpeza doméstica e comercial no Brasil, sendo a única produtora nacional de linear alquilbenzeno (LAB), precursor do ácido linear alquilbenzeno sulfonato (LABSA), do qual também é fabricante. Sua capacidade anual de produção é de 230.000 toneladas de LAB e de 120.000 toneladas de LABSA ([Petrobras](#)).

⁶³ A UFN-III é uma unidade industrial de fertilizantes nitrogenados localizada em Três Lagoas, no estado de Mato Grosso do Sul. A construção da UFN-III teve início em setembro de 2011, mas foi interrompida em dezembro de 2014, com avanço físico de cerca de 81%. Após concluída, a unidade terá capacidade projetada de produção de ureia e amônia de 3.600 t/dia e 2.200 t/dia, respectivamente ([Petrobras](#)).

⁶⁴ O programa é voltado para agregar iniciativas e ações voltadas à retirada progressiva dos veículos em fim de vida útil, à renovação de frota ou à economia circular no sistema de mobilidade e logística do País. Entre seus objetivos estão: promover o desmonte ou destruição como sucata dos caminhões em fim de vida útil e reduzir os custos logísticos do País., aumentando a produtividade.

⁶⁵ Entre os objetivos deste programa estão: ampliar a oferta e melhorar a qualidade do transporte por cabotagem, cuja importância na operação de abastecimento de combustíveis no País foi destacada pela [EPL](#). Adicionalmente, visa incentivar a concorrência e a competitividade do setor e ampliar a disponibilidade de frota para esse tipo de transporte.

PetroReconcavo e Shell iniciaram suas operações de fornecimento de gás este ano, com uma fatia de 10% do mercado ([Valor](#)).

Além disso, foi publicada pelo CNPE a Resolução nº 3/2022, que define as novas diretrizes para a abertura do mercado de gás. Dentre outros aspectos, a Resolução estabelece regras para negociação entre operadores de infraestruturas essenciais além de orientações a respeito das condições concorrenciais e para manutenção do monitoramento das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural ([IN](#)).

A empresa EIG Global Energy Partners apresentou uma proposta vinculante para a compra da Transportadora Bolívia-Brasil, que está sendo apreciada pela Petrobras ([Forbes](#)). Uma importante movimentação foi observada no mercado de gás no processo de venda da Gaspetro para a Compass, uma empresa do grupo Cosan. A venda foi aprovada pelo Cade, com a ressalva de que a Compass aliene 12 das 18 distribuidoras estaduais que compõe a Gaspetro. ([Cade](#)). A transação pelos 51% de participação na empresa foi concluída, em julho, pelo valor de R\$ 2,097 bilhões ([Agência Brasil](#)).

Quanto a novas infraestruturas de gás natural, alguns avanços foram notados, dentre eles progressos na implantação de dois terminais de GNL. O terminal Gás Sul (TGS)⁶⁶, em Santa Catarina, atingiu 60% de avanço físico, com previsão de término em agosto ([Canal Energia](#)). O Terminal de São Paulo (TRSP) teve suas obras iniciadas durante o semestre⁶⁷. Além disso, obteve decisão favorável quanto à conexão do gasoduto Subida da Serra, cujo projeto fará a interligação entre o terminal e a concessionária Comgas, para gasoduto de distribuição ([EPBR](#)).

O Polo Gaslub iniciou os testes operacionais e passou a receber gás não processado proveniente do Terminal de Cabiúnas. A UPGN integra o projeto do Gasoduto Rota 3 ([Petrobras](#)). Contudo, o Gasoduto Itaboraí-Guapimirim (Gasig), cuja Chamada Pública de capacidade estava prevista para ocorrer em junho, teve seus custos

de construção questionados pela ANP e por diferentes elos da cadeia durante o período de Consulta Pública. A Chamada Pública encontra-se paralisada sem data prevista de retomada ([EPBR](#)).

Diversos agentes se preparam para iniciar suas operações no mercado de gás natural brasileiro, e de janeiro a junho pelo menos onze empresas obtiveram autorizações para se tornarem comercializadoras de gás natural⁶⁸ ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)). Além disso, outras cinco empresas adquiriram autorizações para realizar carregamento de gás natural⁶⁹ ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)). O MME publicou no Diário Oficial da União a Portaria Normativa nº 46/GM/MME/2022 que estabelece as diretrizes e sistemática para o Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia (LRCE) de 2022 que será promovido no dia 30 de setembro. A proposta do leilão é implementar as obrigações de contratação de geração termelétrica movida a gás natural trazidas pela Lei nº 14.182/2021, posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 11.042/2022, que regularam a capitalização da Eletrobras. Serão contratados 1.000 MW para a Região Norte, com entrega em 2026, e 1.000 MW para a Região Nordeste, com entrega em 2027 para o LRCE/2022 ([MME](#)).

O primeiro semestre foi de retomada das atividades presenciais, dos setores de serviços e industrial, aumentando a demanda por combustíveis. A volatilidade dos mercados globais de petróleo e derivados deve seguir pressionando os preços internos do País, embora legislações e normas infralegais recentemente aprovadas contribuam para amenizar estes impactos. No setor de gás natural, projeta-se a continuidade da abertura do mercado e ampliação da competitividade. Há ainda a perspectiva de realização do 1º Ciclo de Oferta Permanente, com 11 áreas do pré-sal a serem ofertadas em regime de partilha de produção, oferecendo oportunidades de investimento no *upstream* ([PPI](#)).

⁶⁶ O TGS possuirá infraestrutura para receber, armazenar, regaseificar e distribuir o gás natural, que chegará pelo mar através de navios metaneiros e será transferido pelo sistema *ship-to-ship* para uma FSRU que tem capacidade de armazenar 160 mil metros cúbicos de GNL e regaseificar até 15 milhões m³/d ([Canal Energia](#)) ([TGS](#)).

⁶⁷ O TRSP está sendo construído no Porto de Santos e tem uma capacidade de regaseificação licenciada de 14 milhões de m³/dia. A Compass tem acordos com a Høegh LNG para afretamento da FSRU e com a Total Gas and Power para o potencial suprimento de 10 milhões m³/d de GNL, ambos por dez anos ([Abegás](#)).

⁶⁸ Braskem Energy Ltda, Gás de Alagoas S.A., SWAP Gas & Energia Ltda, CH5 Comercializadora de Gás Natural Ltda, UEG Araucária S.A, Brasil Refinarias Ltda, Raízen Comercializadora de Gás Ltda, Consórcio Itaparica, New Óleo e Gás Ltda, NTF ÓLEO E GÁS S/A e a Sinergás GNV do Brasil. Além disso, as empresas Karpowership Brasil Energia Ltda, a NFE Power Distribuidora de Gás Natural Ltda e a UTE GNA I Geração de Energia S.A obtiveram autorizações para importarem GNL.

⁶⁹ Energias de Gaspar SPE Ltda, SWAP Gas & Energia Ltda, CH5 Comercializadora de Gás Natural Ltda, UTE Paulínia Verde Ltda e Gascom Comercializadora de Gás Ltda.

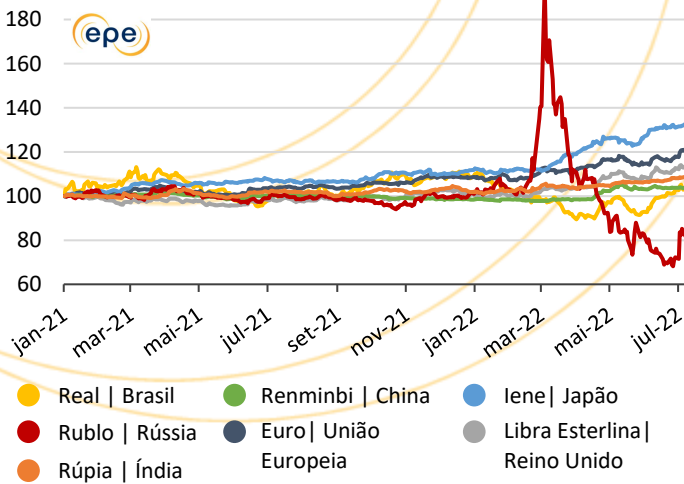
IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2019	2020	2021	2021T3	2021T4	2022T1
Brasil	1,2%	-3,9%	4,6%	4,1%	1,6%	1,5%
China	6,0%	2,2%	8,1%	4,9%	4,0%	4,8%
Estados Unidos	2,3%	-3,4%	5,7%	4,9%	5,5%	3,5%
Índia	3,7%	-6,6%	8,9%	9,1%	4,7%	4,1%
Japão	-0,2%	-4,5%	1,6%	1,2%	0,4%	0,7%
União Europeia	2,0%	-5,9%	5,4%	4,2%	4,9%	5,6%
Rússia	2,2%	-2,7%	4,7%	3,8%
Mundo	2,9%	-3,1%	6,1%

Fonte: OCDE e FMI.

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

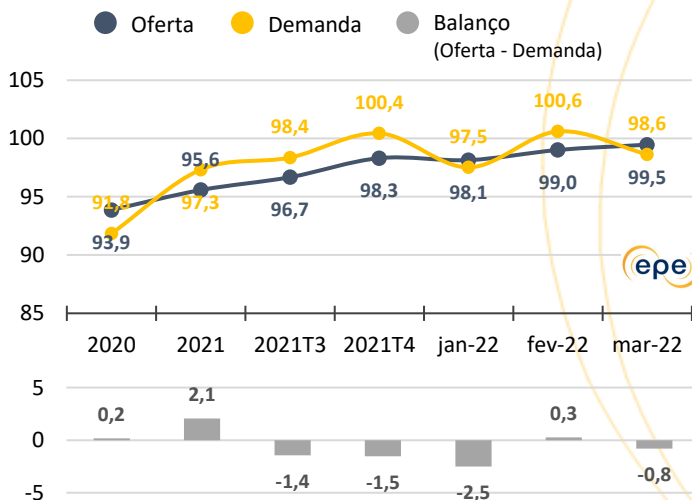
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2021)



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	2021 T3	2021 T4	2022 T1	2022 ABR	2022 MAI	2022 JUN
Brent	70,82	73,51	79,61	100,87	99,35	108,19	117,13
WTI	68,04	70,58	77,33	93,67	101,78	104,57	109,62
Henry Hub	3,89	4,35	4,75	4,67	6,60	8,14	7,70
NBP	16,31	16,82	32,41	31,92	24,76	19,04	21,79
JKM	18,60	18,70	35,14	31,22	27,97	22,67	27,88
GNL Japão	17,64	16,90	31,57	27,40	34,60	31,10	23,30
GNL Brasil	11,52	10,60	21,80	19,31	32,06	n.d.	n.d.

Fonte: EPE a partir de EIA, EIA, S&P Global, S&P Global, METI e JOGMEC.

Nota: Preços de petróleo em US\$/b e preços de gás natural em US\$/MMBtu. Os preços NBP e JKM estão consolidados até o dia 22 de junho. A cotação "GNL Japão" corresponde ao preço Delivered Ex Ship (DES) das cargas contratadas para entrega nos portos do Japão, incluindo seguro e frete. A cotação "GNL Brasil" corresponde ao preço Free on Board (FOB) das cargas importadas pelo Brasil, não inclui frete e seguro.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2020	2021	2021 T3	2021 T4	2022 JAN	2022 FEV	2022 MAR
África	7,1	7,5	7,5	7,5	7,3	7,6	7,4
Américas	32,5	33,0	33,6	34,0	33,2	33,2	34,2
Ásia-Pacífico	9,0	9,1	9,0	9,0	9,2	9,2	9,2
Europa e Eurásia	17,7	17,9	17,8	18,4	18,5	18,6	18,4
Oriente Médio	27,5	28,1	28,8	29,4	30,0	30,4	30,3
Mundo	93,9	95,6	96,7	98,3	98,1	99,0	99,5

Fonte: EPE a partir de EIA.

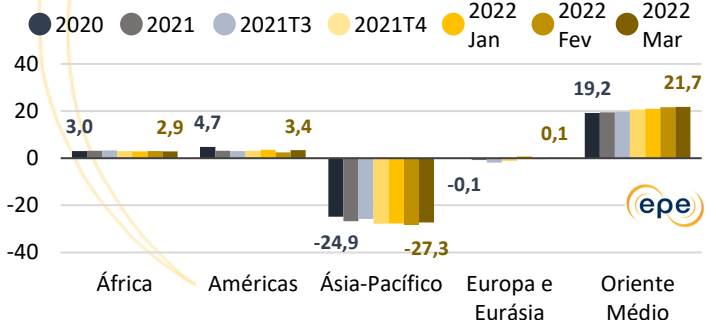
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2020	2021	2021 T3	2021 T4	2022 JAN	2022 FEV	2022 MAR
África	4,1	4,4	4,3	4,5	4,5	4,6	4,5
Américas	27,7	29,9	30,6	30,9	29,7	30,8	30,8
Ásia-Pacífico	33,9	35,8	34,8	36,7	36,8	37,5	36,5
Europa e Eurásia	17,7	18,7	19,7	19,6	17,6	18,9	18,3
Oriente Médio	8,3	8,6	9,0	8,8	9,0	8,8	8,5
Mundo	91,8	97,3	98,4	100,4	97,5	100,6	98,6

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)



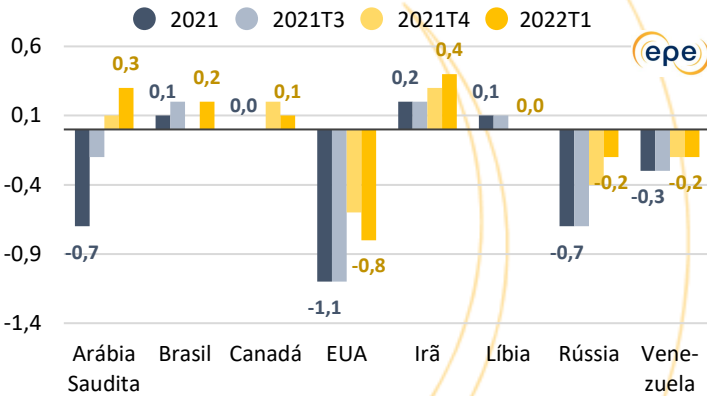
Fonte: EPE a partir de EIA.

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)	2020	2021	2021 T4	2022 T1	2022 ABR	2022 MAI	2022 JUN
Opep	5,36	5,23	3,91	3,29	2,82	2,98	2,74

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	2020	2021	2021 T4	2022 T1	2022 Abr	2022 Mai	2022 Jun
---	------	------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	433	478	559	633	690	719	738
Mundo	1.352	1.361	1.537	1.537	1.603	1.628	1706

Contratos futuros

NYMEX WTI (mil contratos)	2.328	2.909	2.769	2.796	2.662	2.528	2464
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

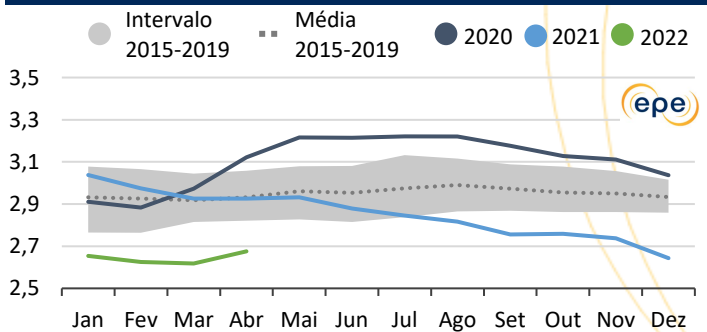
Fator de utilização de refinarias

Ásia	85%	90%	93%	91%	86%	87%	87
Brasil	76%	78%	83%	82%	85%	82%	..
Estados Unidos	79%	87%	89%	90%	90%
Europa	72%	77%	81%	79%	82%	79%	81

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.

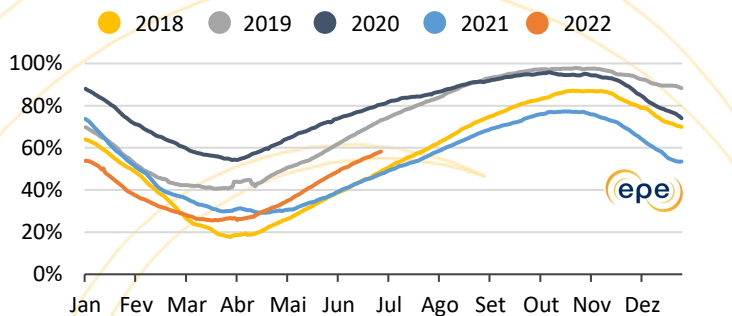
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO EM 2022

Mês	País	Rodada de Licitação
✓ Fev	Egito	2021 Limited Bid Round
	Índia	Open Acreage Licensing Policy Bid Round-VII
	Austrália	2021 Offshore Petroleum Exploration Acreage Release
	Indonésia	2nd Round 2021
✓ Mar	Noruega	Awards in Predefined Areas (APA) 2021
	Paquistão	Bidding Round 2022
	Timor-Leste	2nd Licensing Round
✓ Mai	Índia	Discovered Small Fields (DSF) Bid Round-III
✓ Jun	Trinidad e Tobago	2021 Deep Water Competitive Bid Round
Jul	Malásia	Malaysia Bid Round 2022
Out	Moçambique	6th Licensing Round
	Líbano	2nd Offshore Licensing Round
Dez	Trinidad e Tobago	2022 Onshore Competitive Bid Round
n.d.	Israel	Fourth Offshore Bid Round for New Natural Gas Exploration
n.d.	Somália	Offshore Licensing Round

Fonte: Science, Energy and Resources (Austrália), Directorate General of Hydrocarbons (Índia), Lebanese Petroleum Administration (Líbano), Ministry of Energy (Paquistão), Ministry of Energy and Energy Industries (Trinidad e Tobago), Ministry of Energy and Mineral Resources (Indonésia), Ministry of Petroleum & Mineral Resources (Egito), Norwegian Petroleum Directorate (Noruega), Somalia Petroleum Authority (Somália), Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (Timor-Leste), Petronas (Malásia), Instituto Nacional de Petróleo (Moçambique), Ministry of Energy (Israel)

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



Fonte: EPE a partir de AGSI+.

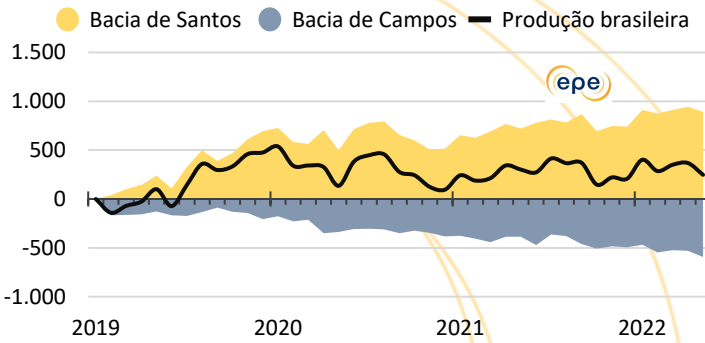
PRODUÇÃO DE ÓLEO & GÁS NO BRASIL (mil b/d ou MMm³/d)	2021	2021 T3	2021 T4	2022 T1	2022 ABR	2022 MAI
--	------	---------	---------	---------	----------	----------

Petróleo	2.905	3.014	2.822	2.977	2.998	2.877
Mar (pré-sal)	2.142	2.223	2.121	2.265	2.298	2.239
Mar (pós-sal)	675	705	617	626	618	564
Terra	88	86	84	86	82	74
Gás natural	134	136	133	135	138	131
Mar (pré-sal)	90	93	90	97	98	95
Mar (pós-sal)	21	19	20	21	21	19
Terra	23	24	23	17	19	17

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.

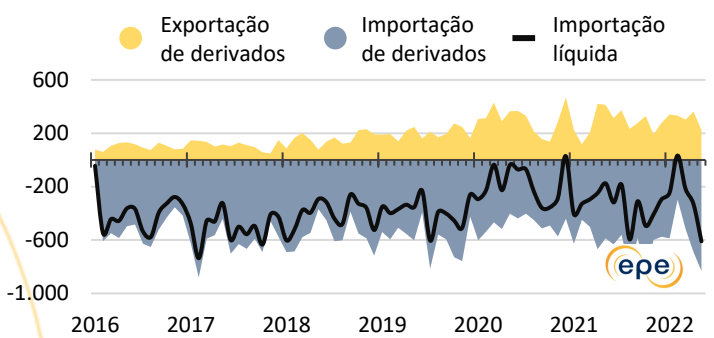
VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)



Fonte: EPE a partir de ANP.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

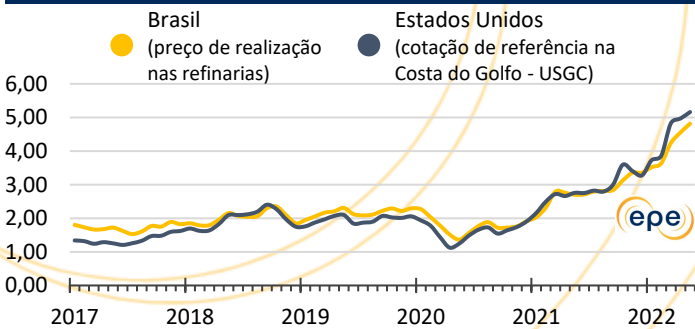
BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)



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.

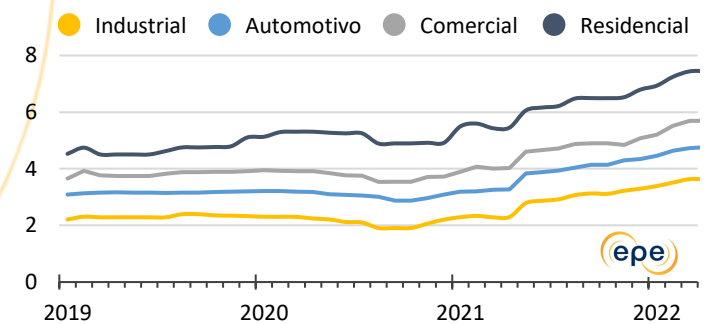
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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.

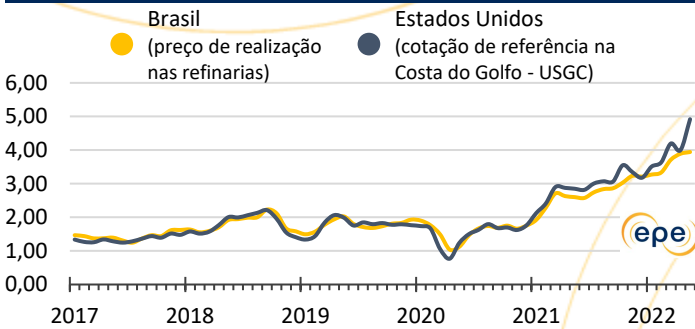
PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (R\$/m³)



Fonte: EPE a partir de MME.

Nota: Faixas de consumo por segmento: Industrial - 20 mil m³/d; Automotivo - faixa única; Comercial - 800 m³/mês; Residencial - 12 m³/mês.

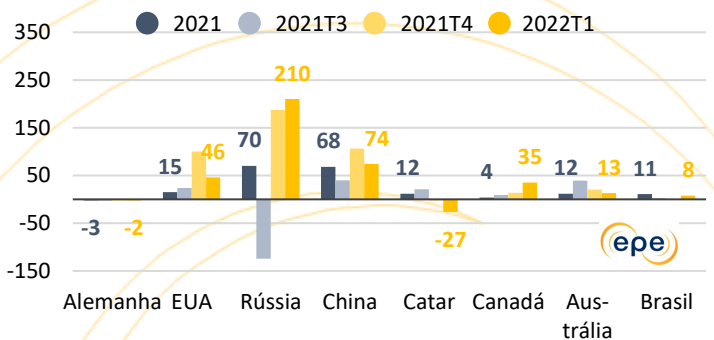
PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.

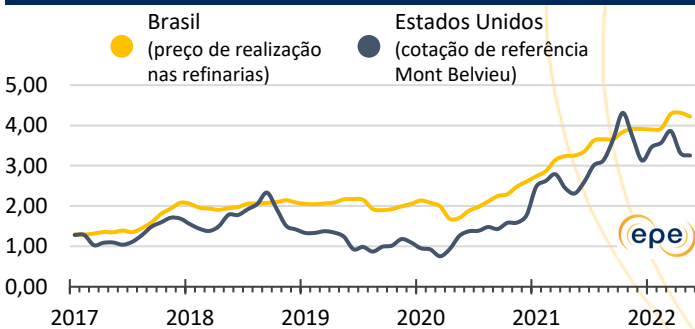
Nota: A cotação de referência para os Estados Unidos é a Gasoline Regular Spot FOB U.S. Gulf Coast.

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



Fonte: EPE a partir de JodiGas e ANP.

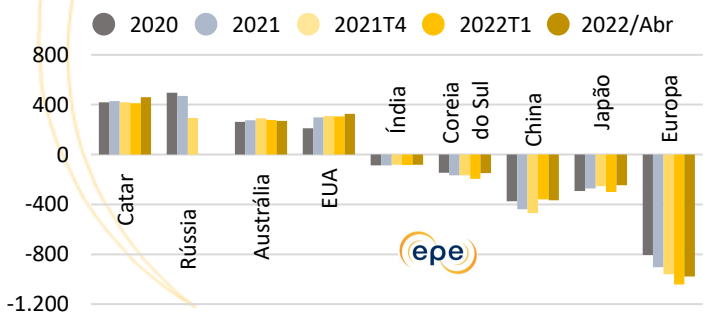
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



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.

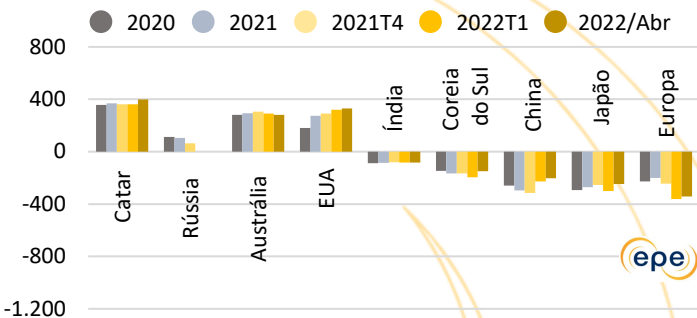
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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.

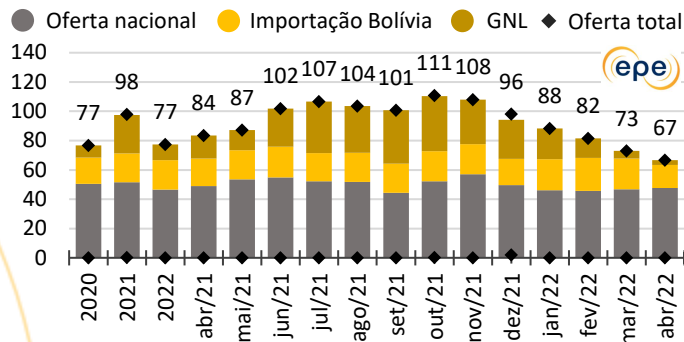
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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.

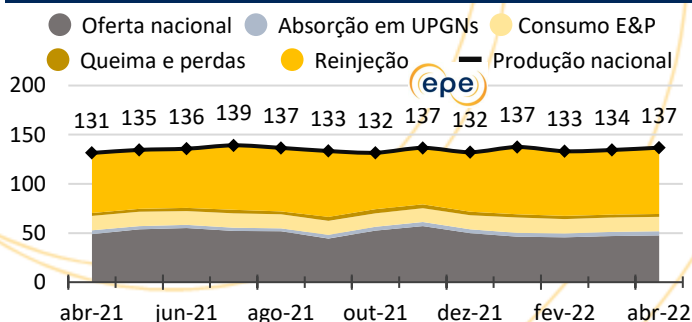
OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



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

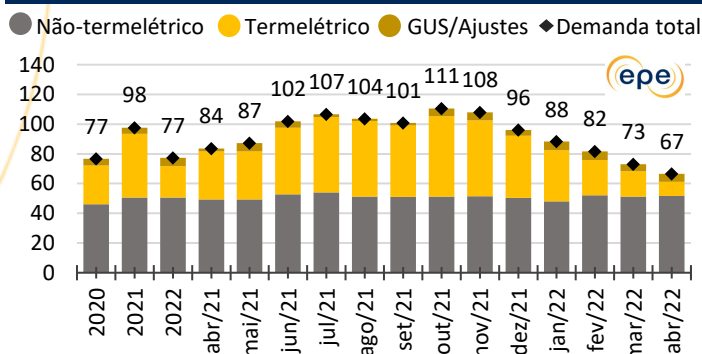
Nota: Em out/21 e dez/21, houve importação de 0,16 MMm³/d e 2 MMm³/d, respectivamente, de gás natural da Argentina, que não estão exibidos na escala do gráfico.

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](#).

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Superintendente de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa

Superintendente de Petróleo e Gás Natural

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Anna Pinto
Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Marcelo Ferreira Alfradique
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Suporte Administrativo

Sergio Augusto Melo de Castro

Autores

Bianca Nunes de Oliveira
Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Carlos Augusto Góes Pacheco
Carlos Eduardo R. de Mendonça Lima
Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Fernanda Corrêa Ferreira
Henrique Plaudio Gonçalves Rangel
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Rafael Moro da Mata
Thacilla Carolinne Fonseca de Souza