



INFORME

Oléo, gás & biocombustíveis

MAIO



DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA**Coordenação Geral**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendência de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Márcio Couto

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Amanda Azevedo

Ana Beatriz Soares Aguiar

Izabella Barbarini Baptista

João Henrique de Azevedo

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Lucas de Carvalho Gomes

Luiza Gomes Guitarrari

Paulo César Fernandes da Cunha

Rafaela Garcia Araújo

Victor de Lemos Souza Fernandes

Estagiários

Claudionor Júnior

Lucas Gomes da Silva

Ricardo Cavalcante

EQUIPE DE PRODUÇÃO**Coordenação**

Simone C. Lecques de Magalhães

Estagiário

Lucas Fernandes de Sousa

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

ESCRITÓRIO

Rua Barão de Itambi, nº 60 - 5º andar - sala 502 - Botafogo | Rio de Janeiro | RJ, CEP: 22.231-000
Telefone: (21) 3799-6100 | www.fgvenergia.fgv.br | fgvenergia@fgv.br

Diretoria Executiva

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendência

Simone C. Lecques de Magalhães

Superintendência de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Marcio Lago Couto

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Amanda Azevedo

Ana Beatriz Soares Aguiar

Izabella Barbarini Baptista

João Henrique de Azevedo

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Lucas de Carvalho Gomes

Luiza Gomes Guitarrari

Paulo César Fernandes da Cunha

Rafaela Garcia Araújo

Victor de Lemos Souza Fernandes

Assistente Administrativa

Cristiane Parreira de Castro

Ester Nascimento

Estagiários

Lucas Fernandes de Sousa

Lucas Gomes da Silva

Ricardo Cavalcante

Pesquisadores Associados

Francianne Baroni Zandonadi

Joaquim Rubens

Robson Ribeiro Gonçalves

Rogério Garber Ribeiro

Vicente Correa Neto

Eduardo G. Pereira

Consultores Associados

Dietmar Schupp

Gustavo De Marchi

Ieda Gomes Yell

Mauricio Canêdo Pinheiro

Milas Evangelista de Sousa

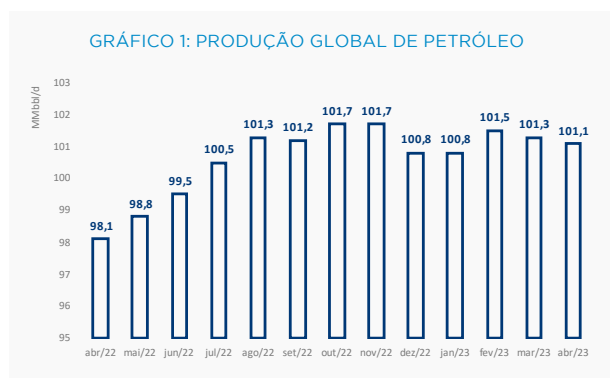
Nelson Narciso Filho

Wagner Victer

PETROPOLÍTICA E MERCADO INTERNACIONAL

OFERTA

- A oferta global de petróleo atingiu 101,1 MMbbl/d em abril de 2023, representando uma redução de 200 mil bbl/d em relação ao mês anterior e de 600 mil bbl/d se comparado ao pico de 101,7 MMbbl/d registrado em novembro de 2022 (**ver Gráfico 1**), segundo dados do Relatório de Mercado de Petróleo da Agência Internacional de Energia (IEA). Com exceção dos fatores climáticos que impactaram pontualmente a produção no Canadá e EUA na virada de 2022 para 2023, a contração da oferta nos últimos meses sinaliza que sua expansão pode ter atingido o limite em virtude das condições atuais no mercado, como a redução dos preços do barril, que tem influenciado a decisão da OPEP+ em reduzir cotas de produção dos países-membros. Apesar da redução, o volume atual da oferta no mundo está 3% superior em relação ao mesmo período de 2022 – quando havia a preocupação maior sobre o conflito Rússia-Ucrânia provocar rupturas no mercado –, não acarretando a princípio um risco de desabastecimento, o que deve depender do comportamento da demanda, especialmente da China, no próximo semestre.

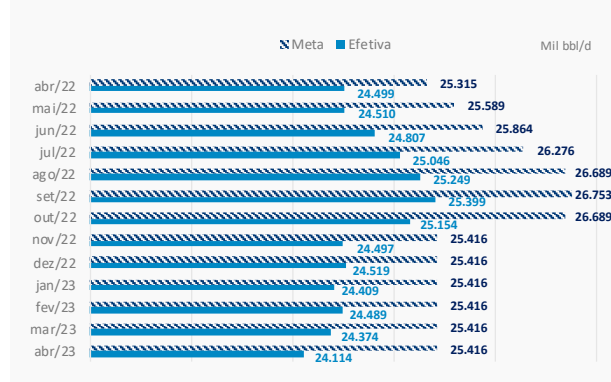


Fonte: elaboração própria com dados da IEA

- A produção de petróleo dos treze países-membros da OPEP atingiu 28,603 MMbbl/d em abril de 2023 (**ver Gráfico 2**), uma redução de 0,6% quando comparado ao mês anterior, devido a novas quedas na produção de Iraque (-203 mil bbl/d) e

Nigéria (-170 mil bbl/d). Por outro lado, a produção OPEP foi contrabalançada pelos aumentos na Arábia Saudita (+95 mil bbl/d), Angola (+79 mil bbl/d) e Irã (+48 mil bbl/d), embora a tendência seja reduzir a produção nos próximos meses em virtude da decisão, em 03 de abril, de cortes na oferta (**ver Informe de abril**).

GRÁFICO 2: META E PRODUÇÃO EFETIVA DA OPEP-10¹

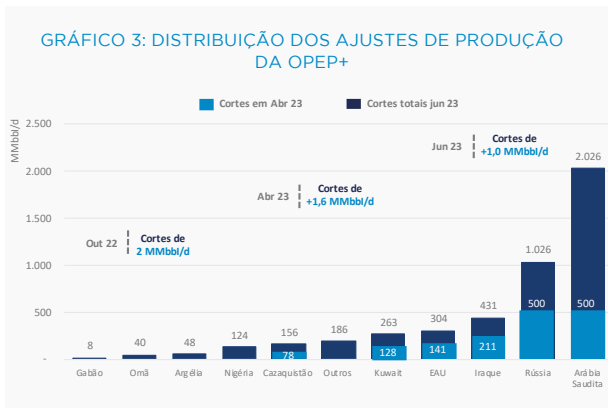


Fonte: elaboração própria com dados da OPEP

- Durante a 35ª Reunião Ministerial da OPEP+, em 04 de junho, foram mantidos os cortes na produção dos países partes até dezembro de 2024, somando 3,66 MMbbl/d de ajuste. A decisão foi endossada pela Arábia Saudita com a possibilidade de cortar voluntariamente adicionais 1 MMbbl/d a partir de julho de 2023, contribuindo para a redução de até 4,66 MMbbl/d da oferta de petróleo da OPEP+ ou cerca de 5% da oferta global (**ver Gráfico 3**)ⁱ. A ampliação dos ajustes na oferta de petróleo tem por objetivo oficial garantir a estabilidade do mercado em meio ao contexto de incertezas macroeconômicas e seu impacto sobre o crescimento da demanda, ao mesmo tempo em que a OPEP+ busca influenciar a subida dos preços do barril para evitar a queda de receitas públicas, sobretudo na Rússia, e a inviabilidade de projetos ambiciosos de transição energética, como produção de hidrogênio na Arábia Saudita. Apesar da decisão da OPEP+ visar equilibrar a oferta-demanda de petróleo e compensar redução

1. A OPEP-10 diz respeito aos dez países-membros da OPEP sujeitos a cotas de produção, excluindo-se Irã, Líbia e Venezuela.

no preço, os cortes provenientes da Arábia Saudita podem refletir em sua própria economia, podendo contrair 0,5% neste ano.



Fonte: elaboração própria com dados da OPEP

- Na **Nigéria**, a produção de petróleo registrou seu menor volume desde novembro de 2022, fechando o mês de abril com 1,28 MMbbl/d, sendo inferior à sua cota de 1,8 MMbbl/d estabelecida junto à OPEPⁱⁱ. O resultado reflete as greves no setor petrolífero nigeriano e a dilapidação da infraestrutura *midstream* com os furtos de produto e sabotagem em terminais e oleodutos. Por outro lado, o país tem perspectivas positivas sobre o desenvolvimento do mercado *downstream*, a partir do comissionamento da refinaria privada Dangote, localizada na zona de livre comércio Lekki, à leste da capital Lagos. Inaugurada em 22 de maio, a refinaria tem capacidade para processar 650 mil bbl/d de petróleoⁱⁱⁱ, podendo alcançar 50 a 70% desta capacidade até 2024, de modo a acelerar o plano de exportação de diesel nigeriano^{iv}. Em 2022, o país gastou US\$ 23,3 bilhões em importações de derivados^v em virtude da paralisação para reabilitação, desde 2020, das quatro refinarias públicas do país, que, apesar da capacidade de 445 mil bbl/d, possuem baixo fator de utilização devido à falta de investimentos. A nova refinaria pode contribuir para a autossuficiência da Nigéria e seu reposicionamento regional, tornando-se um polo de exportação de petróleo e derivados.
- No **Iraque** - segundo maior produtor da OPEP e quinta maior reserva provada de petróleo no mundo^{vi} -, a produção de petróleo fechou abril em 4,1 MMbbl/d, sendo o menor valor registrado no último

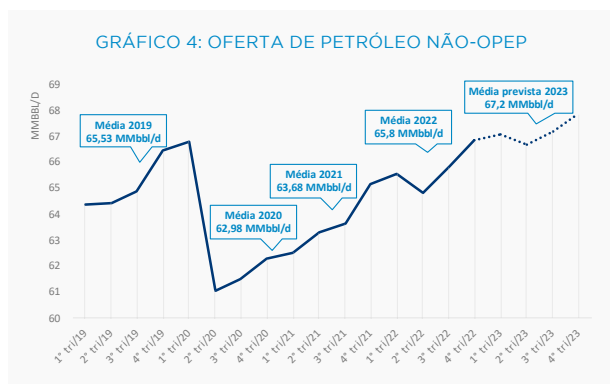
um ano e meio. Esse desempenho ocorre em meio à histórica tensão geopolítica regional envolvendo Iraque, Turquia e o autoproclamado Governo Regional do Curdistão Iraquiano, que teve um novo episódio após a decisão da Câmara de Comércio Internacional (ICC), em 25 de março, para cortar as exportações a partir do norte iraquiano. Desde 2013, o Curdistão Iraquiano realiza as exportações de 450 mil bbl/d de petróleo bruto de maneira independente, sem o consentimento do governo de Bagdá, mas sob conhecimento turco, que recebe parte do petróleo iraquiano através do oleoduto proveniente de Kirkuk, no Iraque, com direção ao porto turco de Ceyhan (ver Figura 1). O embate entre Iraque e Turquia ocorre, portanto, pelo lado turco transportar e armazenar o petróleo curdo-iraquiano sem a autorização de Bagdá, violando o acordo sobre o oleoduto estabelecido em 1973. Diante disso, a decisão do ICC inclui a compensação de US\$ 1,5 bilhão ao Iraque devido aos volumes importados entre 2014-2018, além de fixar o preço do petróleo iraquiano em US\$80 o barril. A depender das negociações entre Bagdá e Erbil (capital do Curdistão iraquiano), as exportações podem ser retomadas ainda no 1º semestre de 2023, contribuindo para 0,5% da oferta global de petróleo.

FIGURA 1: OLEODUTO KIRKUK-CEYHAN



Fonte: The Economist, 2012

- Em relação à oferta dos países não-OPEP, é esperada para 2023 um produção de 67,2 MMbbl/d em média, segundo estimativa do Relatório Mensal do Mercado de Petróleo da OPEP (ver Gráfico 4). Na edição de maio do Relatório, foi revisado para baixo a oferta de petróleo por parte dos países da Eurásia, mas que será compensado pelo crescimento dos países da América Latina, que atingem total de 6,1 MMbbl/d em 2023. Segundo projeção da IEA, o Brasil lidera após os Estados Unidos o crescimento da oferta não-OPEP, ambos com acréscimo de 1,2 MMbbl/d em 2023.

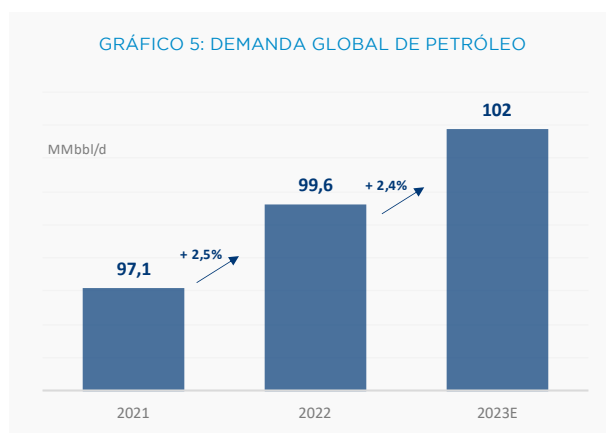


Fonte: elaboração própria com dados da OPEP

- O **Canadá**, um dos principais produtores não-OPEP, possui importante reserva de petróleo não-convencional. A região de Alberta, polo de produção de petróleo canadense, possui a quarta maior reserva de petróleo betuminoso do mundo (após Arábia Saudita, Venezuela e Irã), participa 80% da produção nacional (ou 3,79 MMbbl/d) e contribui para 5% do PIB do país^{vii}. Recentemente, ao final de abril, ao menos 390.000 hectares foram afetados por incêndios florestais, ameaçando a produção de 2,7 MMbbl/d e expondo até 60% dos volumes produzidos a níveis extremos de queima^{viii}. Até o final de maio, o episódio provocou a interrupção da produção de 280 mil boe/d de petróleo em Alberta, volume que corresponde a 3% da produção total do Canadá^{ix}, além da evacuação de funcionários de empresas de O&G na região², sinalizando a necessidade de estratégias do setor para lidar com impactos de eventos climáticos cada vez mais extremos e frequentes.

DEMANDA

- A Agência Internacional de Energia (IEA) atualizou, em maio, a projeção de crescimento médio da demanda global de petróleo em 2023, em 2,2 MMbbl/d, atingindo 102 MMbbl/d, próximo às estimativas realizadas pela OPEP (ver Gráfico 5). Os principais fatores de incerteza sobre o desempenho da demanda global em curto prazo permanecem sendo a recuperação econômica na China e a conjuntura macroeconômica validada pelas decisões do Federal Reserve, que pode até o final do ano elevar em 0,5% a taxa de juros. No médio prazo, a possibilidade de a Índia vir a superar a China como principal indutora do crescimento da demanda global, que sinaliza a continuidade de consumo firme do petróleo em meio à transição energética.



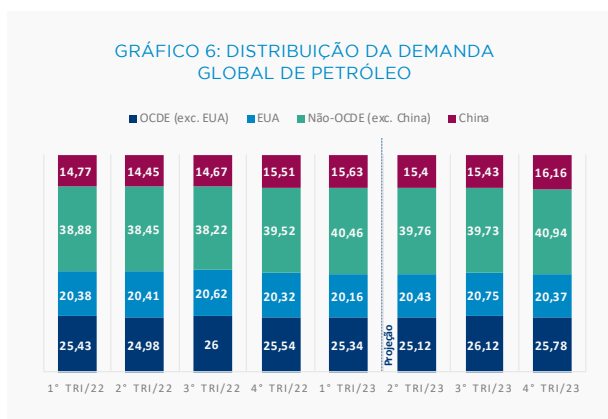
Fonte: elaboração própria com dados da OPEP

- A IEA avalia a recuperação da demanda de petróleo da China como acima das expectativas, podendo participar cerca de 60% do crescimento da demanda global neste ano. Apesar da desaceleração da produção industrial chinesa, de 5,6% em abril para 3,5% em maio comparada aos respectivos meses do ano anterior^x, a demanda tem sido motivada pelo aumento da mobilidade da população, em especial no setor aéreo, e da atividade petroquímica. Na Índia, a demanda está prevista para crescer até 5,39 MMbbl/d, acompanhando seu crescimento econômico para 2023

2. Dentre as empresas podem ser destacadas a Paramount Resources, Vermilion Energy, Pipestone Energy Coop., dentre outros.

de 5% do PIB, redução das taxas de inflação que já caíram para 5,6% frente aos 6,4% estimados no relatório anterior. A alta demanda nesses países tem garantido fôlego às exportações de petróleo da Rússia a partir de portos no Mar Báltico e Negro, como Primorsk, Ust-Luga e Novorossiyk, com exportação conjunta estimada em 2,42 MMbbl/d, em maio^{xi}.

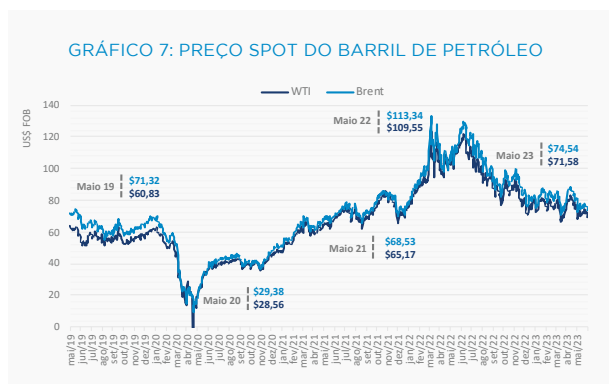
- No mercado asiático, as decisões da OPEP+ sobre cotas de produção não deve impactar a demanda, mas potencializam déficit na oferta entre o terceiro e quarto trimestre deste ano. Embora não represente riscos ao consumo asiático, uma possível escalada dos preços preocupa a Coreia do Sul e Japão, países contrários às importações de petróleo bruto russo. Assim, China e Índia devem diluir os impactos da redução da oferta global de petróleo através de novos embarques de petróleo russo a partir de julho, os quais já participam de 42% da demanda indiana.
- Entre os países OCDE, que podem participar 15% do crescimento esperado, a Europa pode experimentar uma retração de 0,05 MMbbl/d em 2023 devido a quedas na atividade industrial e à alta taxa de inflação, que deve fechar o ano próxima a 6%, ao passo que nos Estados Unidos é esperado estabilidade no consumo, mesmo com a alta sazonal esperada para o terceiro trimestre (ver **Gráfico 6**).



Fonte: elaboração própria com dados da OPEP

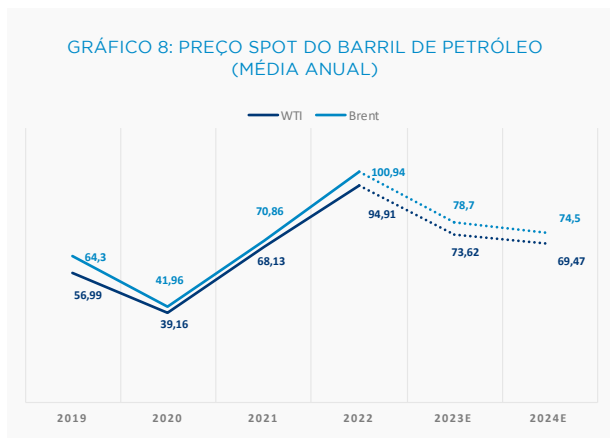
PREÇOS DO PETRÓLEO E DERIVADOS

- Os preços *spot* do petróleo Brent voltaram a contrair, em maio, atingindo US\$74,54, o que representa um recuo de 11,9% em relação ao mês anterior e queda de 34% em relação ao mesmo período do ano passado. Os preços de WTI registraram US\$71,58 sendo 9% inferior quando comparado ao mês de abril e 34% menor em comparação ao mesmo período de 2022 (ver **Gráfico 7**). A queda dos preços, em maio, ainda não reflete a decisão da 35ª Reunião Ministerial da OPEP+ sobre a continuidade dos cortes de 3,66 MMbbl/d até dezembro de 2024, além do corte voluntário de 1 MMbbl/d da Arábia Saudita, que impactaram a subida dos preços no início de junho.

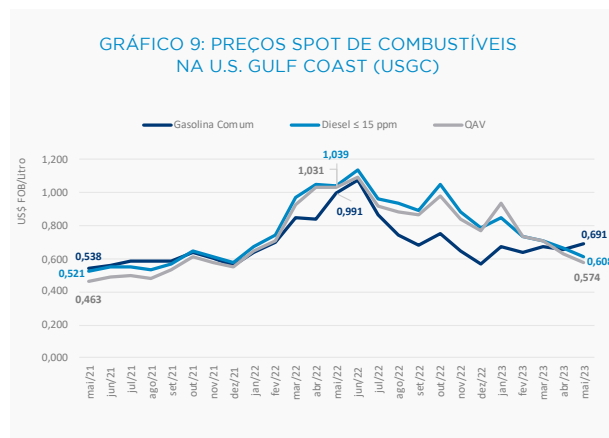


Fonte: elaboração própria com dados da EIA

- O preço médio do Brent e WTI esperado para 2023 e 2024 foram revisados para baixo, de acordo com a Agência de Informação de Energia dos Estados Unidos (EIA). As projeções do Brent foram a US\$ 78,7, em 2023, e US\$ 74,5, em 2024, registrando uma contração de 7,4% e 8,3%, respectivamente. Por sua vez, o WTI foi projetado a US\$ 73,62, em 2023, e US\$ 69,5, em 2024, uma redução de 7% e 7,6%, respectivamente (ver **Gráfico 8**).



Fonte: elaboração própria com dados da EIA



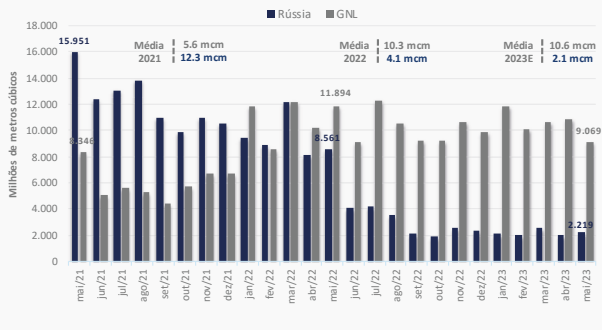
Fonte: elaboração própria com dados da EIA

- A redução nos preços do WTI pode contribuir para a recomposição da Reserva Estratégica de Petróleo dos Estados Unidos (SPR, em inglês) após o anúncio do Departamento de Energia sobre a aquisição de 3 MMbbl de petróleo a ser entregues em agosto deste ano. Considerado o maior estoque público de petróleo no mundo, a aquisição dos barris de petróleo faz parte do plano do Governo Joe Biden de reposição de estoques após as retiradas ao longo de 2022 para estabilizar a escalada de preços provocada pelo conflito na Ucrânia. O plano visa a reposição de pouco mais de 180 MMbbl de petróleo à Reserva Estratégica quando os preços estabilizarem entre US\$67-72 o barril, o que deve retornar ao nível armazenado pré-guerra apenas no ano fiscal de 2027. Contudo, o plano de reposição deve seguir em ritmos lentos conforme os preços voltem a subir, em virtude dos cortes de produção da OPEP+, recuperação da demanda da China no segundo semestre e novos desdobramentos no conflito russo-ucraniano, com previsão da contraofensiva ucraniana ocorrer no verão 2023-2024.
- Os preços de combustíveis na referência U.S. Gulf Coast (USGC), registraram, em maio, aumento na Gasolina (+5,6%) pelo segundo mês consecutivo, enquanto QAV e Diesel continuam em queda, registrando ambos -8,5% em relação ao mês anterior. Na variação anual, os preços do QAV (-44%) e Diesel (-41%) estão no menor nível até agora, e a Gasolina comum está 30% inferior, mas segue tendência de alta conforme se aproxima a temporada de viagens de verão (**ver Gráfico 9**).

PREÇOS DO GÁS NATURAL:

- O preço Dutch TTF do Gás Natural atingiu, em maio, média de US\$10/MMBTU, sendo o quinto mês consecutivo em queda. Comparado ao mês de abril, o preço caiu US\$ 1,5/MMBTU e, em relação ao pico de US\$70,78/MMBTU, em agosto de 2022, o preço está 85% inferior (**ver Gráfico 11**). A desaceleração do preço TTF foi influenciado pelas importações de GNL, que atingiram 9 bilhões de metros cúbicos (bcm) em maio, aumento da taxa de regaseificação, estabilidade dos estoques e aumento de 40% da produção de energia elétrica renovável^{xii}.
- Na União Europeia, as maiores taxas de regaseificação ocorreram na Croácia (98%), Holanda (97%), Polônia (96%), Portugal (83%) e Itália (81%)^{xiii}. Os volumes de GNL contribuíram para o incremento de 10% dos estoques de gás europeu, que segundo dados da base europeia AGSI (*Agregated Gas Storage Inventory*) fechou o mês com 69% de gás armazenados, a despeito das importações da Rússia, que atingiram 2,2 bcm em maio, uma redução de 86% quando comparado ao mesmo período de 2022 (**ver Gráfico 10**). A diversificação do suprimento aliada à menor demanda europeia, em baixa devido ao clima mais ameno no outono e à meta de redução das importações por gás russo implementada por ao menos 14 dos 27 Estados-Membros^{xiv}, têm influenciado a redução dos preços.

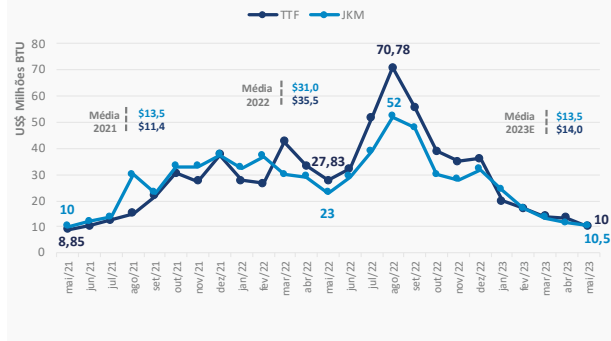
GRÁFICO 10: IMPORTAÇÕES DE GÁS RUSSO E GNL NA EUROPA



Fonte: elaboração própria com dados do Bruegel

▪ No mercado asiático, o preço JKM (*Japan/Korean Market*) atingiu o menor valor desde o início do conflito na Ucrânia, com US\$10,5/MMBTU em maio, uma contração de US\$1/MMBTU ante o mês anterior devido à demanda estável (**ver Gráfico 11**). Na região, as importações atingiram 20,8 milhões de toneladas de GNL, principalmente da China e Índia. Porém, há tendência de diversificação com novas infraestruturas no Sudeste Asiático, onde o Vietnã pode receber sua primeira carga de GNL entre os meses de junho e julho no terminal de Thi Vai LNG, com previsão de adicionar até 850 mil toneladas entre 2023 e 2027. A entrada do país na rota do GNL asiático pode contribuir para as projeções de consumo na região, que deve crescer 3% em 2023, segundo o relatório de gás natural do segundo trimestre de 2023 da IEA^{xv}. Até o final do ano, a Agência projeta um consumo total de 905 bcm de gás, impulsionado pelas importações de Índia e China. Este último pode registrar um aumento de 10 a 15% de sua demanda, quando comparado ao ano de 2022, compensando potenciais desacelerações de Coreia do Sul (-2%) e Japão (-3%), que devem aumentar sua produção de energia nuclear e renováveis, a exemplo do e-metano japonês e das usinas sul coreanas *Shin Hanui 1* e 2.

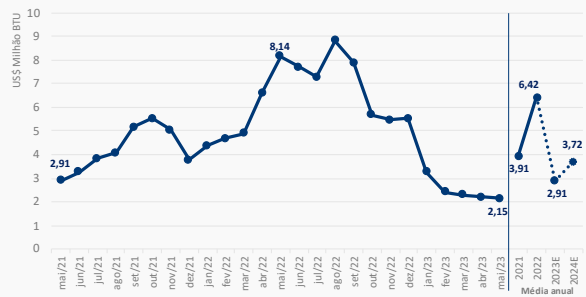
GRÁFICO 11: PREÇOS DUTCH TTF E JKM DO GÁS NATURAL



Fonte: elaboração própria com dados do MME

▪ O preço Henry Hub registrou, nos EUA, queda mensal de US\$0,05/MMBTU fechando o mês de maio em US\$2,15/MMBTU, uma contração de 73% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (**ver Gráfico 12**). O novo valor acompanhou o aumento de 0,5% da produção de gás no país, mas sob queda de 2,2% da demanda em reflexo aos principais setores de consumo, como geração de energia, industrial, residencial e comercial, tendo os dois últimos apresentado a maior queda, de 7,6%. A redução da demanda está atrelada ao aumento das temperaturas no hemisfério norte que fecharam o mês de maio com 18°C a 21°C, em média. O balanço oferta-demanda tem contribuído para o aumento dos estoques e do excedente exportável. Os Estados Unidos podem se tornar o maior exportador de GNL em 2023, segundo a IEA, suprimindo quase metade da demanda global, o que amplia sua influência nos preços do GNL nos próximos anos.

GRÁFICO 12 PREÇO HENRY HUB DE GÁS NATURAL



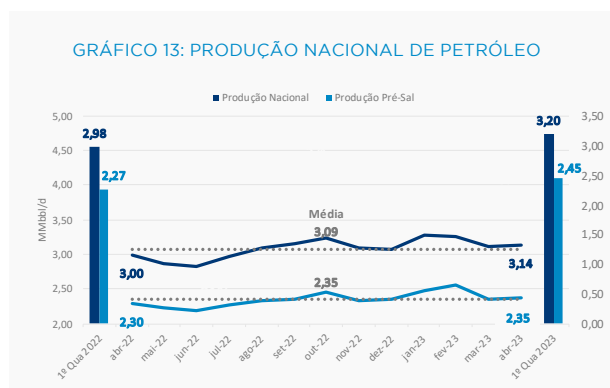
Fonte: elaboração própria com dados da EIA

MERCADO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

1. OFERTA BRASILEIRA

1.1. Produção de Petróleo

A produção brasileira de petróleo atingiu 3,14 MMbbl/d em abril, registrando um crescimento de 5% em relação ao mesmo período do ano passado (ver Gráfico 13). O aumento da produção nacional resultou do *ramp up* nos campos de Sélia e Mero, respectivamente o quarto e quinto campo de maior produção, que compensaram recuo na produção dos três primeiros: Tupi, Búzios e Sapinhoá^{xvi}. A participação do Pré-Sal na produção nacional teve um recuo de 77% para 75%, comparando-se a média da produção nos primeiros quatro meses de 2023 com o mesmo período do ano passado^{xvii}. Considerando somente a produção consorciada da Petrobras, que atingiu 2 MMbbl/d em abril, houve uma queda de 180 mil bbl/d em relação ao mesmo período do ano passado em função dos desinvestimentos em ativos *upstream*. Estimativas da Petróleo Pré-Sal S.A. (PPSA) mostram uma produção de petróleo em 2024 no Regime de Partilha de 1,14 Mil barris/dia e de Volume Excedente da Cessão Onerosa de 0,10 mil barris/dia^{xviii}.



Fonte: elaboração própria com dados da ANP

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Renováveis (IBAMA) indeferiu o pedido de licenciamento para a perfuração do bloco exploratório FZA-M-059, localizado em águas profundas na bacia Foz do Amazonas, costa do Amapá. A decisão do IBAMA, portanto, impede que a Petrobras realize a simulação da Avaliação Pré-Operacional (APO) na região, mesmo tendo mobilizado recursos para esse procedimento de resposta à situação de emergências (por exemplo, um vazamento de óleo), que é um requisito do processo de licenciamento ambiental. Foi recomendada, por sua vez, a realização de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS)³ para as bacias sedimentares devido à sensibilidade socioambiental na região, que inclui unidades de conservação, terras indígenas, mangues e biodiversidade, o que a Petrobras frisou ser “um instrumento de política sob responsabilidade compartilhada dos Ministérios do Meio Ambiente (MMA) e de Minas e Energia (MME)”^{xix}. A oposição às atividades exploratórias na Margem Equatorial⁴ gerou reação dos governadores do Amapá e do Pará devido ao potencial de participações governamentais que a produção na região pode oferecer aos estados e municípios confrontantes, e solicitaram a intervenção do Governo Federal para mediar as negociações.^{xx}

Na Margem Equatorial, são estimados aproximadamente 7 bilhões de barris em volume de óleo *in situ*⁵ (VOIP, em inglês), segundo dados da ANP de Recursos e Reservas em 2022. Essa estimativa resulta da soma dos VOIP dos campos existentes nas Bacias Potiguar, Ceará e Barreirinhas, muito aquém dos volumes dos principais campos de produção do país, como Tupi, Búzios e Mero^{xxi} (ver Gráfico 14). No entanto, a ANP mapeou oportunidades exploratórias a época da 11ª Rodada, realizada em 2013, indicando VOIP em torno

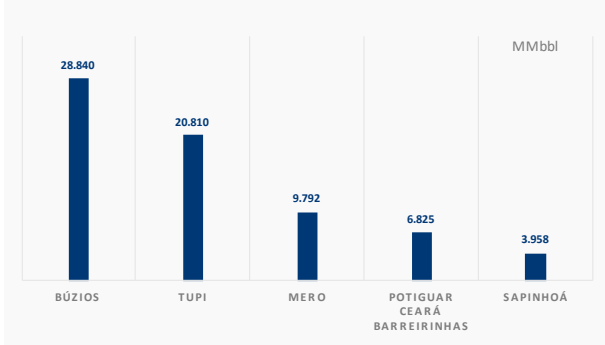
3. AAAS é uma análise estratégica que permite identificar áreas em que não seria possível realizar atividades de extração e produção de petróleo e gás em razão dos graves riscos e impactos ambientais associados.

4. A Margem Equatorial é a faixa litorânea entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte, que inclui as bacias sedimentares Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

5. Volume de Óleo in Situ é a estimativa de petróleo existente no reservatório, expresso em condições padrão, que orienta a produção e a vida produtiva do campo.

de 30 bilhões de barris para as cinco bacias da Margem Equatorial^{xxii}, reforçando o potencial da região para dar continuidade à expansão da produção brasileira nas próximas décadas.

GRÁFICO 14: VOLUME ESTIMADO DE PETRÓLEO IN SITU

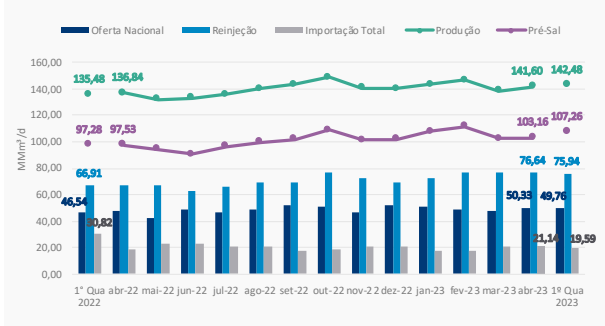


Fonte: elaboração própria com dados da ANP

1.2. Produção de Gás Natural

- A produção de gás natural, em abril de 2023, foi de 141,6 MMm³/dia. Comparando-se a média do primeiro quadrimestre de 2023 com o mesmo período do ano passado, houve um aumento de 5,2%, com maior participação do pré-sal na produção nacional, que aumentou de 72% para 75% no mesmo período. A oferta disponibilizada ao mercado teve um acréscimo de 7%, mas a reinjeção apresentou maior crescimento, de 13%, comparado ao primeiro quadrimestre do ano passado, enquanto a média da importação diminuiu 36%^{xxiii} (ver Gráfico 15). O campo marítimo de Tupi é o maior produtor de gás natural com 39,97 MMm³/d, em abril, enquanto a maior produção terrestre se dá no Polo Urucu (campos Arara Azul, Araracanga, Carapanaúba, Cupiúba, Rio Urucu e Sudoeste Urucu), em Coari (AM)^{xxiv}.

GRÁFICO 15: PRODUÇÃO E OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL



Fonte: elaboração própria com dados da ANP

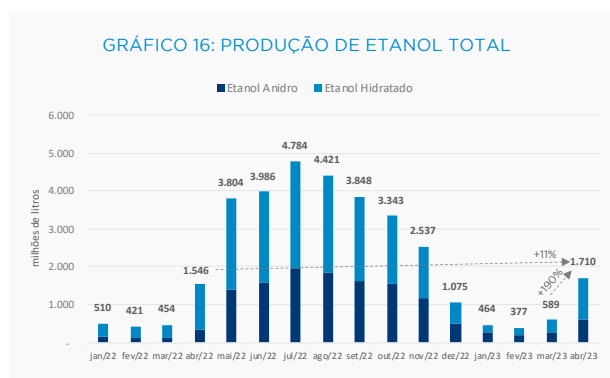
- O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) criou oficialmente, em maio, o programa Gás para Empregar que objetiva ampliar a oferta e a infraestrutura de gás natural nacional. O Programa busca reduzir a assimetria de informação entre produtores e consumidores de gás natural sobre o potencial de demanda e oferta a ser equacionado no mercado brasileiro. Do lado da demanda, setores como fertilizantes nitrogenados e produtos petroquímicos são considerados prioritários pelo Governo. Do lado da oferta, a Pré-Sal Petróleo (PPSA) deve assumir um novo papel, permitindo a permuta (swap) de óleo da União por volumes adicionais de gás natural mediante leilões de longo prazo^{xxv}. No entanto, ainda estuda como operacionalizar o swap, que ocorreria somente após 2025 devido aos contratos de comercialização de óleo já firmados para os próximos anos^{xxvi}.

1.3. Produção de Biocombustíveis

- As economias emergentes, como Brasil, Índia e Indonésia, podem liderar a oferta de biocombustíveis a nível global entre 2023 e 2024. De acordo com o relatório *Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024* da IEA, esses países apresentam ampla disponibilidade de matéria-prima, capacidade de produção adicional, custos relativamente baixos e políticas públicas de incentivo^{xxvii}.
- A crescente expectativa sobre os biocombustíveis na transição energética tem fomentado a discussão sobre a importância de se aumentar a participação de culturas ainda pouco exploradas atualmente, e com potencial rendimento na produção. Nos últimos anos, as empresas do setor O&G com investimentos nesse mercado tem crescido e novos agentes no Brasil, como a Acelen, miram um portfólio de produtos energéticos relevantes para a transição energética^{xxviii}. A Acelen planeja investir até R\$3 bilhões em P&D da macaúba – matéria-prima de cinco a sete vezes mais produtiva energeticamente por hectare do que a soja – para futura biorrefinaria que a empresa pretende instalar na Bahia. Além disso, a empresa anunciou um investimento R\$12 bilhões em produção de diesel verde (HVO) e combustível sustentável de aviação (SAF), com potencial previsto de 20 mil barris por dia, em 2026, com foco em clientes no mercado externo, como Estados Unidos e Europa.

1.3.1. Etanol

Em abril de 2023, deu-se início a safra 2023/24, tendo a produção alcançado, neste primeiro mês, 1.710 milhões de litros de etanol, dos quais 600 milhões de litros de etanol anidro e 1.110 milhões de litros de etanol hidratado (**ver Gráfico 16**). A produção total de etanol da safra atual reflete uma elevação de 11% em relação ao mesmo período da safra anterior (2022/23). Segundo o “Acompanhamento quinzenal da safra na região Centro-Sul”, publicado pelo Observatório da Cana e Bioenergia, o etanol de milho alcançou uma produção de 198 milhões de litros, em abril, sendo 71 milhões de litros do anidro e 127 milhões de litros do hidratado.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

A safra de cana-de-açúcar do Centro Sul 2022/23 rendeu 548,3 milhões de toneladas de cana, refletindo na produção de 24,5 bilhões de litros de etanol derivado da cana-de-açúcar. A produção de açúcar foi de 33,7 milhões de toneladas, resultando em um mix de produção com 54,15% de participação do etanol ante 55,05% de participação na safra 2021/22^{xxix}. As perspectivas para nova safra 2023/24 são positivas, de acordo com as estimativas levantadas pela Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), pois a moagem de cana-de-açúcar pode alcançar 577 milhões de toneladas, na região Centro-Sul, principal região produtora do país⁶. Portanto, a produção de etanol tende a crescer em relação à safra anterior, decorrente do aumento da produtividade agrícola, mas também devido ao etanol de milho, que neste ciclo cresceu 26%.

Vale ressaltar que a estimativa da Conab está abaixo do previsto por outras empresas especializadas, que esperam um processamento de 592 milhões de toneladas até o final do ciclo^{xxx}. Para a Datagro a projeção de moagem da cana, na região Centro Sul, é estimada em 598 milhões de toneladas. A produção do etanol alcançaria 30,7 bilhões de litros, incluindo o etanol produzido do milho, sendo 11,7 bilhões de etanol anidro e 19,1 bilhões de litros do etanol hidratado^{xxxi}. **A Tabela 1** abaixo indica o histórico e projeção da moagem e produção de etanol.

TABELA 1: HISTÓRICO E PROJEÇÃO PARA OFERTA DE ETANOL TOTAL - CENTRO SUL

| Período | Moagem de Cana (milhões toneladas) | Mix açucareiro (%) | Etanol Total* (bilhões de litros) | | Etanol de Milho (bilhões de litros) | Fonte |
|-----------|------------------------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------|-------------------------------------|----------------|
| | | | Anidro | Hidratado | | |
| 2021-2022 | 524 | 44,95 | 10,9 | 16,7 | 3,5 | UNICA |
| 2022-2023 | 548 | 45,85 | 12,3 | 16,6 | 4,4 | UNICA |
| 2023-2024 | 577-598 | 48,2 | 11,7 | 19,1 | 5,4 | CONAB, DATAGRO |

* Produção de etanol total incorpora o produto fabricado a partir do milho e da cana.

6. Para a região Norte e Nordeste, a projeção de moagem de cana é de 58 milhões de toneladas para safra 2023/24, com um mix açucareiro de 46,3%, resultando numa produção total de etanol de 2,27 bilhões de litros.

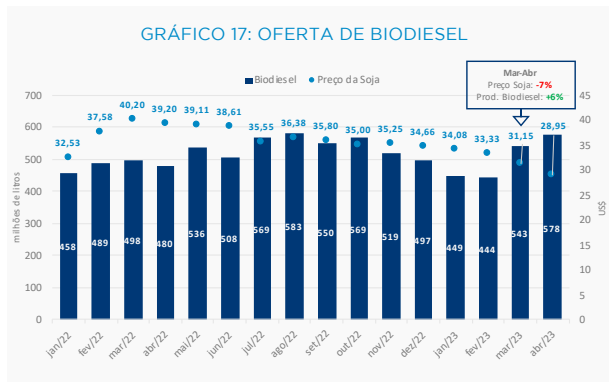
▪ Apesar da previsão otimista para a safra 2023/24, o setor sucroenergético está atento aos possíveis impactos climáticos que podem influenciar o desempenho da safra. Neste ano, o fenômeno El Niño, caracterizado por um superaquecimento das águas do Oceano Pacífico, pode alterar os movimentos climáticos, causando períodos de seca nas regiões Norte e Nordeste e chuvas intensas ao Sul. A ocorrência pode ser mais intensa nos extremos do país, com possibilidade de impactar os canais localizados no norte do Paraná, enquanto no Norte-Nordeste, o efeito climático poderá causar chuvas irregulares entre os meses de junho e agosto, principalmente na Zona da Mata de Pernambuco^{xxxii}. Dessa forma, os possíveis efeitos do fenômeno estão sendo avaliados pelo setor, pois ainda não há uma visão clara de como o El Niño irá afetar a cadeia produtiva.

▪ Apesar da safra recorde de soja prevista pelo IBGE para 2023, com a produção podendo chegar a 148,2 milhões de toneladas (aumento de 24% em relação a 2022)^{xxxiii}, a disponibilidade de óleo de soja no mercado doméstico pode ser um entrave, visto que a exportação da matéria-prima se encontra em níveis elevados, como alternativa ao menor consumo de biodiesel. A Consultoria StoneX estima uma produção de 157 milhões de toneladas de soja e um esmagamento de 52 mil toneladas para produzir 10,4 milhões de toneladas de óleo de soja. Considerando o consumo doméstico de 8,5 milhões de toneladas, dos quais 5,5 milhões utilizados para a produção do biodiesel, restariam cerca de 2,5 milhões de toneladas para exportação, equivalente ao volume recorde exportado em 2022^{xxxiv}.

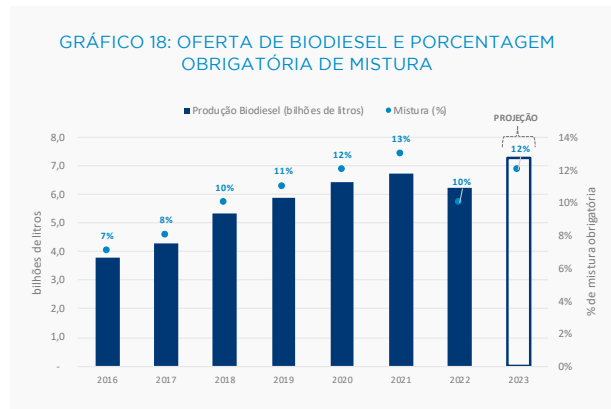
1.3.2. Biodiesel

▪ A produção de biodiesel, em abril de 2023, foi de 578 milhões de litros, uma elevação de 6% em relação ao mês anterior (ver Gráfico 17). O aumento da mistura obrigatória do biodiesel ao diesel fóssil para 12%, a partir de maio, irá guiar uma tendência de aumento na oferta de biodiesel ao longo do ano. Além do mandato, o preço da soja – principal matéria prima – em tendência de queda, devido aos resultados positivos da colheita, também influencia aumento da produção do biodiesel nos próximos meses.

▪ A produção nacional de biodiesel pode crescer de 6,3 bilhões de litros, em 2022, para mais de 7 bilhões de litros em 2023 (ver Gráfico 18), alcançando uma oferta de 10 bilhões até 2026. O aumento na oferta do biocombustível também deve estar alinhado ao crescente fomento à produção da agricultura familiar, como o estabelecimento de parcerias nas regiões Norte, Nordeste e no semiárido. Nesse sentido, o CNPE estabeleceu metas para o valor efetivo destinado as aquisições provenientes do Programa Selo Biocombustível Social de pelo menos 10% em 2024; 15% em 2025; e, 20% a partir de 2026^{xxxv}.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP e CEPEA



Fonte: Elaboração própria com base nos dados históricos da ANP e projeção da StoneX

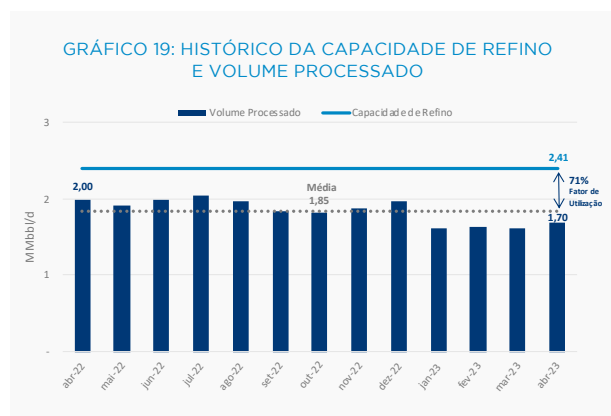
- No contexto de maior produção de biodiesel esperada, a ANP publicou a Resolução 920/2023 sobre nova especificação do produto, que começa a ser executada a partir de julho de 2023 com novas obrigatoriedades em aplicação de boas práticas, como a drenagem semanal de tanques e a troca de filtros nos períodos pré-determinados. Os produtores já iniciaram os ajustes em suas operações e é esperado um impacto positivo sobre a qualidade do biodiesel^{xxxvi}.

2. DEMANDA BRASILEIRA

2.1. Demanda de Petróleo e Derivados

2.1.1. Processamento de Petróleo

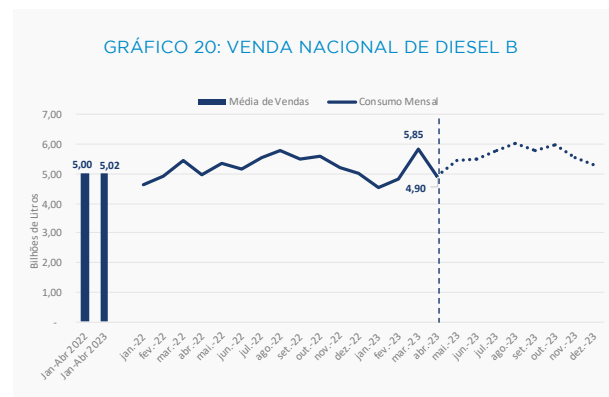
- O volume processado de petróleo atingiu 1,7 MM-bbl/d em abril 2023, apresentando uma diminuição de 12% em relação ao mesmo período do ano passado (ver Gráfico 19)^{xxxvii}. O fator de utilização alcançou em média 71%, mas a Petrobras pretende alcançar acima de 90% nos próximos meses, já que não há novas paradas para manutenção programadas. A capacidade de refino nacional apresenta estabilidade, em 2,41 MMbbl/d, mas a Petrobras firmou contrato, em abril, para ampliação e modernização do trem 1 da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), o que deve aumentar sua capacidade de 115 mil para 130 mil bbl/d até 2024. Esse tipo de investimento faz parte do objetivo da companhia em aumentar entre 400 mil e 500 mil bbl/d sua capacidade de processamento, sem a necessidade de construção de novas refinarias, mas readequação e eficiência naquelas existentes.



Fonte: elaboração própria com dados da ANP

2.1.2. Vendas de Combustíveis

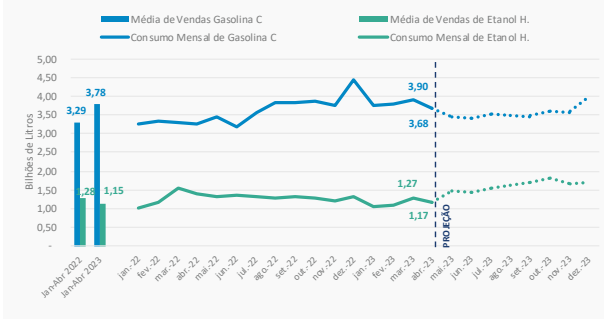
- A venda do óleo diesel para as distribuidoras, em abril de 2023, alcançou 4,9 bilhões de litros, representando uma diminuição de 16% em relação mês anterior (ver Gráfico 20). Todavia, a média de vendas dos quatro primeiros meses do ano foi similar ao mesmo período de 2022, mantendo-se em nível recorde para este período na série histórica. A estimativa de curto prazo da EPE indica um consumo anual 66 bilhões de litros em 2023, um aumento de quase 2% comparado a 2022^{xxxix}.



Fonte: elaboração própria com dados históricos da ANP e projeção da EPE

- A venda de gasolina C para as distribuidoras teve uma queda mensal de 6% em abril, atingindo 3,68 bilhões de litros. Já a média de vendas dos quatro primeiros meses do ano para esse combustível é 15% maior (3,78 bilhões de litros), comparado ao mesmo período do ano passado. Para o etanol hidratado, as vendas, em abril, reduziram 8% ante o mês anterior, atingindo 1,17 bilhão de litros, e a média de vendas dos quatro primeiros meses de 2023 é 10% inferior ao mesmo período do ano de 2022 (ver Gráfico 21). Segundo a EPE, a estimativa sobre a demanda de gasolina C para 2023 é de 43,2 bilhões de litros, representando um aumento de 0,3% comparado a 2022, enquanto para o etanol hidratado são estimados 18,1 bilhões de litros, representando uma recuperação de quase 9% no mesmo período^{xl}.

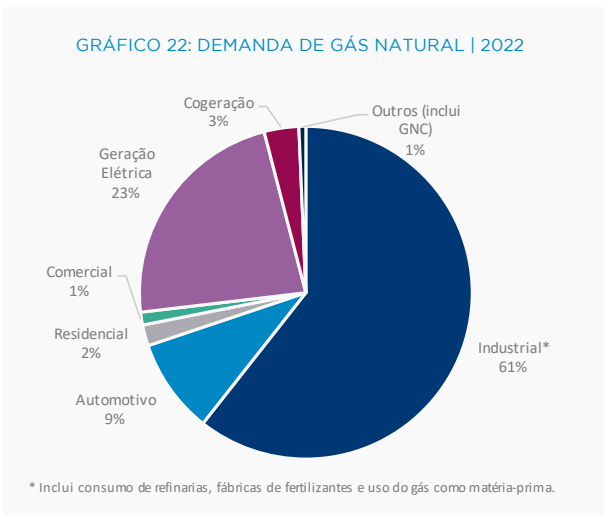
GRÁFICO 21: VENDA DE GASOLINA C E ETANOL HIDRATADO



Fonte: elaboração própria com dados históricos da ANP e projeção da EPE

2.2. Demanda de Gás Natural

- Os dados de demanda nacional de gás natural por setor para o ano de 2023 ainda não foram atualizados, sendo apresentados a seguir, os últimos resultados publicados pelo MME. Avaliando o ano de 2022, têm-se que os setores com consumos mais significativos, foram: industrial (61%), geração elétrica (23%) e automotivo (9%) (ver Gráfico 22).



Fonte: elaboração própria com dados do MME

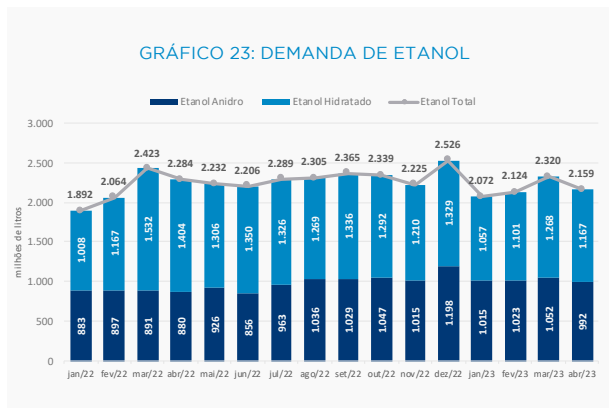
- A Agência de Regulação de Serviços Públicos (ARSP) do Espírito Santo abriu consulta pública acerca da regulamentação para a distribuição de biometano no estado. A minuta da legislação estabelece que a concessionária deve priorizar o

uso do biometano para abastecer o mercado cativo visando a diversificação do suprimento ao sistema e a redução de emissões com o uso de um recurso renovável^{xli}. Porém, a comercialização do biogás depende do seu preço ser competitivo em relação ao gás contratado para não prejudicar a modicidade tarifária, além de infraestrutura para conectar a produção aos gasodutos de transporte e distribuição. Nesse aspecto, sistemas isolados de distribuição de biometano estão sendo desenvolvidos no estado de São Paulo, além de outras soluções logísticas de interiorização nas regiões desconectadas da rede, em forma comprimida ou liquefeita. A Naturgy, por exemplo, planeja aproveitar esse modelo de negócio para suprimento exclusivo de biometano^{xlii}.

2.3. Demanda de Biocombustíveis

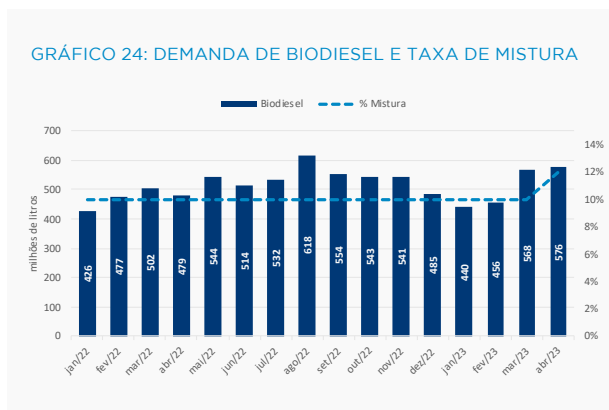
- A demanda global de biocombustíveis deve crescer cerca de 11% até 2024, conforme o último relatório publicado pela IEA (*Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024*), apoiada, principalmente, nas políticas públicas das economias emergentes, como Brasil e Indonésia. Em demais países, os preços elevados, a disponibilidade de matéria-prima e restrições técnicas limitam o potencial de crescimento do setor^{xxxiv}.
- O consumo nacional de biocombustíveis registrou, em abril de 2023, 992 milhões de litros para o etanol anidro e 1.167 milhões de litros para o etanol hidratado, somando 2.159 milhões de litros. Para o biodiesel o consumo foi de 576 milhões de litros. Esses resultados representam uma queda nas vendas do etanol anidro (6%) e do etanol hidratado (8%) e um pequeno aumento nas vendas e do biodiesel (1%) quando comparadas ao mês anterior (ver Gráfico 23 e Gráfico 24).

- A demanda de etanol hidratado caiu entre os meses de março e abril de 2023, em contramão ao que costuma ocorrer no início da safra da cana-de-açúcar com a maior disponibilidade de etanol. Contudo, a relação entre os preços da gasolina e etanol, estimula o consumo do fóssil em detrimento do renovável^{xliii}.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

- Para o biodiesel, o consumo apresentou estabilidade na variação mensal. As projeções apontam que a demanda de 2023 tende a ser maior que a de 2022, devido a maior porcentagem de mistura obrigatória do biodiesel ao diesel fóssil, que passou a ser de 12% em abril desse ano, e a perspectiva de redução dos preços em função das estimativas positivas sobre a safra de soja.



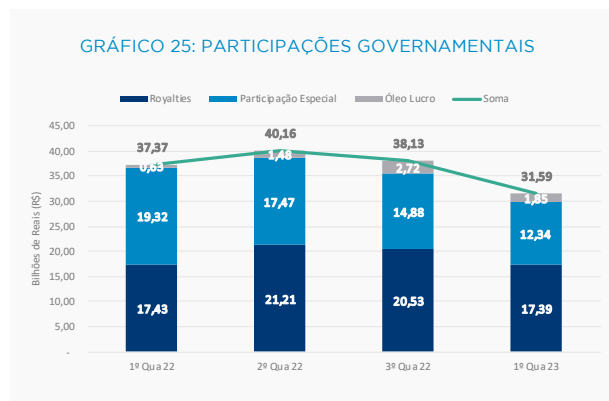
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

3. PREÇOS E TRIBUTOS

3.1. Participações Governamentais

- A arrecadação de participações governamentais na produção de petróleo e gás no Brasil acumulou um montante de R\$ 31,59 bilhões no primeiro

quadrimestre de 2023⁷, registrando uma diminuição de 15% da arrecadação total em relação ao mesmo período do ano passado. Registrou-se uma queda de 36% na participação especial em relação ao período anterior^{xiv} (ver Gráfico 25).

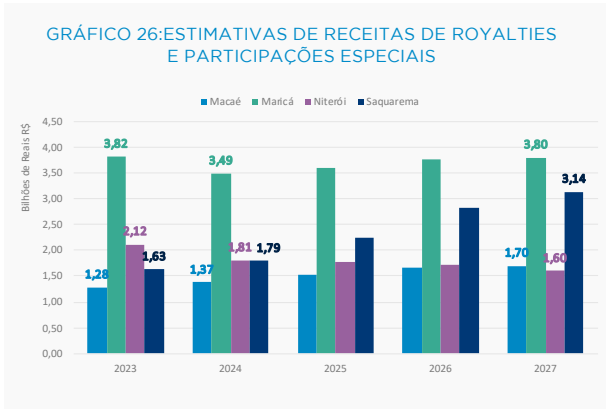


Fonte: elaboração própria com dados da ANP e da PPSA

- Os municípios fluminenses que mais arrecadaram, somando os royalties e participação especial, são: Macaé, Maricá, Niterói e Saquarema. A parcela de royalties dos municípios pretende compensá-los pelos danos ambientais e sociais (atração excessiva de mão-de-obra para a região, com os associados problemas de criminalidade, desemprego, etc). O objetivo é garantir condições à expansão da urbanização necessária para receber mais habitantes e empresas ligadas à exploração de petróleo. Além disso, a Participação Especial (PE) é a compensação financeira extraordinária devida pelas empresas que produzem em campos com grande volume de produção e/ou grande rentabilidade⁸. Prevê-se a entrada de Campos dos Goytacazes na lista dos bilionários fluminenses, já que o aumento da produção do pré-sal e do preço do petróleo ampliarão a lista dos municípios^{xiv}. O Gráfico 26 mostra as projeções para os municípios campeões de arrecadação entre 2023 e 2027⁹ ^{xlvi}. Destaca-se as arrecadações de 2023 com um montante de R\$ 3,82 bilhões de Maricá, de R\$ 2 bilhões de Niterói, R\$1,63 bilhão de Saquarema e R\$ 1,28 bilhão de Macaé. Em 2024, Maricá continuará na liderança, seguida por Niterói e Saquarema com arrecadações semelhantes. Por fim, em 2027, projeta-se R\$

7. A arrecadação de participação especial do primeiro quadrimestre de 2023 foi calculada dividindo a participação especial do primeiro trimestre de 2023 por seus respectivos meses e somada a previsão da arrecadação de abril. O montante projetado é anual e foi dividido pelos meses do ano.
 8. Esse valor é pago trimestralmente
 9. Os valores são estimativas de arrecadação de royalties dos municípios disponibilizados pela ANP.

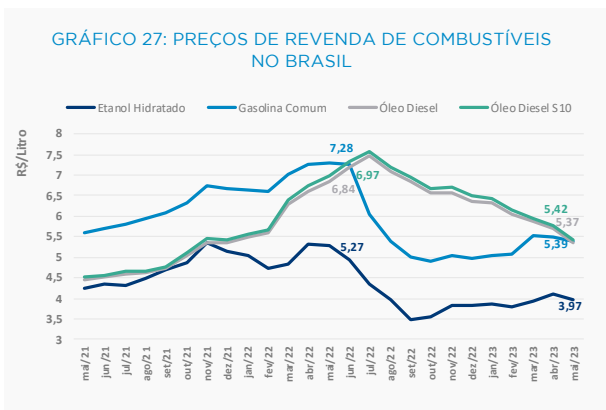
3,8 bilhões de Maricá, seguida por Saquarema com R\$ 3,14 bilhões, Macaé e Niterói com respectivos R\$1,7 e R\$1,6 bilhões.



Fonte: elaboração própria com dados da ANP

3.2. Preços de Combustíveis

- Em maio, os preços médios de revenda de combustíveis no Brasil registraram queda em relação a todos os combustíveis. A maior queda foi registrada pelo Óleo Diesel S-10 (-6%), seguido do preço do Diesel, que manteve sua trajetória de queda pelo terceiro mês consecutivo (-5,9%), Etanol (-3%) e Gasolina (-2,1%).



Fonte: elaboração própria com dados da ANP

- O relatório publicado pela IEA (*Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024*) estima que no Brasil, o preço do etanol aumente

no ano de 2023, devido à maior competitividade dos preços internacionais do açúcar e aumento da sua demanda doméstica. Em nível global, os preços do açúcar atingiram máximas nos primeiros meses de 2023, aliado ao fato de que regiões produtoras, como a Índia, tiveram uma menor produção, enquanto a demanda global permaneceu estável. Todavia, espera-se que o etanol produzido a partir do milho (15% da produção brasileira) pode oferecer um certo alívio ao setor^{xxxiv}.

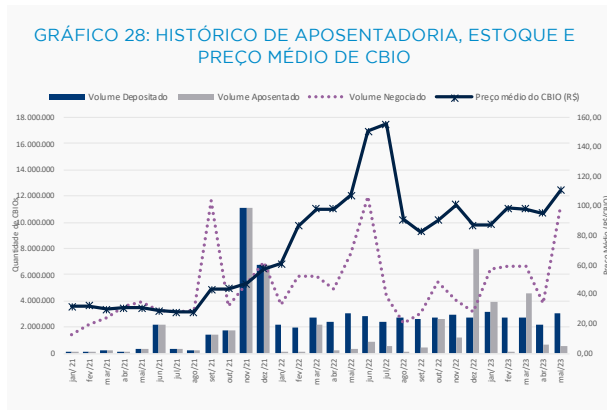
- Já o preço do biodiesel, no Brasil, caiu 30%, em relação ao ano passado. Além disso, espera-se que esse ano haja uma safra recorde de soja, o que deve manter os preços baixos. Mas o aumento da mistura de biodiesel para 12%, exigirá um adicional de 7 milhões de toneladas de soja, contribuindo para o aumento de demanda^{xxxiv}.

3.3. Mercado de CBIOS

- Em maio de 2023, o estoque de CBIOS atingiu, no último dia do mês, aproximadamente 28,74 milhões, ficando 23% em posse do emissor primário, 73% em posse das distribuidoras e 4% com partes não obrigadas. O preço médio mensal das negociações atingiu R\$110,41 o que representa um aumento de 16% em relação ao mês anterior (R\$ 95,16) e de 3%, em comparação com o mesmo período do ano passado (R\$ 107,23). Dessa forma, em maio de 2023, os CBIOS evitaram a emissão de 3,07 milhões de toneladas de CO₂, o equivalente a cerca de 21,46 milhões de árvores plantadas (ver Gráfico 28).

- Da meta estabelecida para o ano de 2022 (35,98 milhões de CBIOS), 125,2% de títulos já foram depositados ao sistema, referente ao período que se estende de janeiro de 2022 a maio de 2023. Ou seja, os títulos que estão ou estiveram disponíveis para compra excedem a quantidade exigida para cumprimento da meta do ano de 2022, que poderá ser cumprida até setembro de 2023¹⁰. Diante disso, 73,7% da meta de 2022 já foi aposentada e descontada da quantidade total de CBIOS.

10. De acordo o Decreto Nº 11.499, de 25 de Abril de 2023, publicado no Diário Oficial da União, a comprovação do atendimento às metas anuais volta a ocorrer até 31 de dezembro do mesmo período. Todavia, a mudança não afeta os prazos para os anos de 2022 e 2023, que seguem conforme as datas estabelecidas anteriormente. Sendo assim, as metas de 2022 devem ser cumpridas até setembro de 2023 e as de 2023 até março de 2024. Vale ressaltar que para meta de 2022, as distribuidoras devem retirar 35,98 milhões de CBIOS. E para 2023, a demanda é de 37,47 milhões de CBIOS.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da B3

- Apesar do RenovaBio se destacar mundialmente como uma política pública de incentivo à descarbonização do setor de transportes, por meio do uso de biocombustíveis, muito se discute a respeito da necessidade de aprimoramento do programa, principalmente em relação ao mercado de CBIOs.

Recentemente, o programa passou por uma auditoria, e tornou-se evidente o seu grande potencial no estímulo à produção de biocombustíveis, contudo a política apresenta alguns desafios, sendo o principal deles o potencial de indisponibilidade de CBIOs. Os auditores temem que a falta de créditos no mercado torne uma realidade, dificultando o cumprimento das metas, uma vez que, a demanda por CBIOs tende a aumentar com a elevação progressiva das metas obrigatórias. Dessa forma, acentua-se a necessidade de estabelecer um cenário de equilíbrio entre o volume depositado e aposentado no sistema, assim como preços aceitáveis. Nesse contexto, a criação de alternativas que ampliem a geração de CBIOs torna-se oportuna, como por exemplo, a criação do CBIO+, ou CBIO Plus, como um incentivo adicional aos produtores de biocombustíveis, por meio da adoção de práticas de manejo florestal sustentável, aproveitamento e produção do biogás e técnicas de captura de carbono em seus processos produtivos^{xlvii}.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Biocombustíveis e Descarbonização do Transporte Marítimo:

- A Eni integra o rol de empresas petrolíferas com investimentos em Biocombustíveis, tais como a Petrobras, ConocoPhillips, Equinor e Total^{xlviii}, contribuindo para o avanço das metas de descarbonização da empresa até 2050 e na Transição Energética do setor de transportes, sobretudo o marítimo. Em fevereiro deste ano, a Eni e a empresa de serviços para campos de petróleo, Saipem, firmaram um Memorando de Entendimento para fornecimento de biocombustíveis às embarcações da Saipem. A empresa de serviços *offshore* conta com uma frota de 45 navios, que poderão reduzir os GEE nas operações offshore ao diversificar seu combustível marítimo. Meses mais tarde, em 29 de maio, a ENI e a certificadora RINA (Registro Navale Italiano) assinaram uma parceria para impulsionar a Transição Energética no setor marítimo italiano. O acordo prevê o desenvolvimento de projetos conjuntos para descarbonização das operações no modal marítimo, mas, especificamente no uso de biocombustível HVO (Hydrogenated Vegetable Oil). A parceria atende iniciativas voltadas para a logística e cadeias de valor das novas fontes de energia, que serão certificados pelo método de “taxonometria”, ou seja, o cálculo sob as emissões. A escolha pela Eni se deu por sua experiência no uso do diesel à base HVO em transportes pesados e como combustível bio-jet para aeronaves, aliado a seu portfólio de biocombustíveis avançados a partir de resíduos vegetais, matérias-primas e, óleos vegetais, com destaque ao aumento da importação de óleo de mamona e algodão.
- Desde 2014, a Eni investe na produção de biocombustíveis. A empresa criou a *Eni Sustainable Mobility* que incorporou seus ativos de biorrefinarias, assim, aumentando sua capacidade de produção própria de biocombustíveis a partir da expansão de seus empreendimentos agrícolas na África¹¹ e na Ásia. Ao ampliar sua participação no agronegócio africano e asiático, principalmente nos Estados que já possui operação, a empresa pretende

converter as suas refinarias em biorrefinarias cobrindo até 20% de sua produção de biocombustíveis a partir de matéria-prima própria. Os denominados agrohubs estão amparados por acordos sobre terras degradadas e na diretiva europeia REDII 2018/2001, ou seja, seus empreendimentos e produtos não competem com a cadeia de abastecimento alimentar local e/ou regional. A empresa italiana, portanto, planeja produzir e comercializar seus biocombustíveis a partir da mesma logística de verticalização de mercado do setor O&G, além de utilizar a infraestrutura existente, devido a característica drop-in dos biocombustíveis.

- Conforme o Plano Estratégico 2023-2026 da Eni, os novos investimentos podem ampliar a capacidade produtiva de biocombustíveis (biometano, biodiesel, bioGLP e bionafta) de 1,1 Milhões de Toneladas (Mton) em 2022, para progressivos 3 Mton em 2025, 5 Mton em 2030 e até 6 Mton em 2050^{xlix}. Na sua produção nacional de HVO, a empresa converteu duas refinarias em biorrefinarias, localizadas em Venezia e Gela, ambas na Itália. Até o final de 2023, a ENI pretende instalar uma nova biorrefinaria em Livorno, além de avaliar a implementação da infraestrutura na Malásia junto a petrolífera Petronas.

Minerais Críticos:

- Considerada um dos principais exportadores de energia do mundo, especificamente de GNL, carvão e minerais, a Austrália atualizou ao final de 2022 sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) no escopo de sua política *Climate Change Act*. A política atualiza a taxa de redução dos GEE do antigo governo de 26-28% para 43% até 2030 aliado à sua meta de zerar as emissões líquidas em carbono até 2050. Na Austrália o setor energético é responsável por 79% dos GEE do país¹, assim, a política *Climate Change Act* pretende direcionar investimentos em fontes de baixo carbono que podem participar de 82% da energia elétrica australiana até 2030 e estimular parcerias bilaterais no âmbito da Transição Energética.

11. A Eni possui participação e produção na Angola, Benin, República do Congo, Guiné Bissau, Quênia, Costa do Marfim, Moçambique e Ruanda. Já na Ásia, participa no Vietnã.

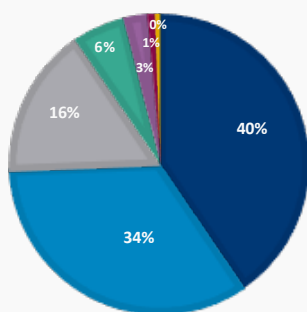
- Durante o encontro dos líderes do G7 nos dias 19 a 21 de maio, foi firmado a cooperação em Energia limpa e Transição Energética entre Austrália e Estados Unidos. Na ocasião, a cooperação foi celebrada pelo presidente dos EUA e o primeiro-ministro da Austrália, Anthony Albanese, para promoção do uso de fontes de energia sustentáveis e adoção de metas energéticas comuns. Denominado “*The Climate, Critical Minerals and Clean Energy Transformation Compact*”¹¹, a cooperação bilateral pode contribuir para o desenvolvimento dos negócios sustentáveis de empresas australianas através de subsídios fornecidos por empresas americanas, amparados na legislação climática do *Inflation Reduction Act* (ver Informe Petropolítica Setembro). No âmbito dos minerais, a Austrália enquanto maior produtora global de lítio irá cooperar com Washington na expansão do acesso global ao lítio e na cadeia de produção mineral. Os países devem estabelecer uma Força Tarefa ministerial para Minerais Críticos liderado pelo Conselho de Segurança Nacional e o Departamento de Indústria, Ciência e Recursos, com a sinergia entre agências governamentais e stakeholders. O “Compacto Climático” deve investir igualmente em energia renovável, com destaque a solar, eólica, hidrogênio e implementação de tecnologias emergentes no mercado de energia. Em suma, Austrália e Estados Unidos pretendem atuar enquanto atores-chave no mercado de energia sustentável e atender à crescente demanda do mercado Indo-Pacífico. Ao pautar sua cooperação em políticas nacionais, tais como o IRA e o *Powering Australia Plan*, ambos Estados pretendem acelerar o cumprimento de suas metas de descarbonização sob a égide do Acordo de Paris (2015) e encorajar a participação industrial.
- Dias depois, em 24 de maio, o primeiro-ministro australiano e seu homólogo indiano, Narendra Modi se encontraram em Sidney para discutir suas relações bilaterais reforçando a importância de ambos Estados para a segurança e economia do Indo-Pacífico. No âmbito do setor energético, os líderes reiteraram seu compromisso na expansão da energia limpa e na cooperação em minerais críticos. Desde março, Camberra e Nova Déli buscam construir novas cadeias de suprimento de energia sustentadas pelos minerais críticos australianos, dos quais a Austrália possui reserva de ao menos 21 dos 49 minerais demandados pelo governo indiano. Enquanto segundo maior produtor de cobalto e detentora de pouco mais de 40% da produção global de lítio, a Austrália pode fornecer seus minerais para a cadeia elétrica indiana, que pretende utilizar baterias à base de cobalto e lítio em seus veículos.

Investimentos em Transição Energética:

- Em maio deste ano, a IEA lançou seu relatório anual *World Energy Investment 2023*, que destaca os principais investimentos em energia. Em 2022, a Agência divulgou um investimento total de US\$ 2,6 trilhões em energia dos quais US\$1 trilhão foram provenientes dos combustíveis fósseis e US\$ 1,6 em energia limpa. Há cinco anos, os investimentos em fósseis e energia limpa correspondiam a razão de 1/1, mas a nova projeção do relatório demonstra que a cada US\$1 investido em fósseis serão igualmente investidos US\$1,6 em energia limpa. A nova estimativa reflete as políticas ambientais e metas sustentáveis aplicadas no último ano, com destaque ao IRA dos Estados Unidos e ao crescente investimento chinês que pretende superar os US\$566 bilhões ainda em 2023.

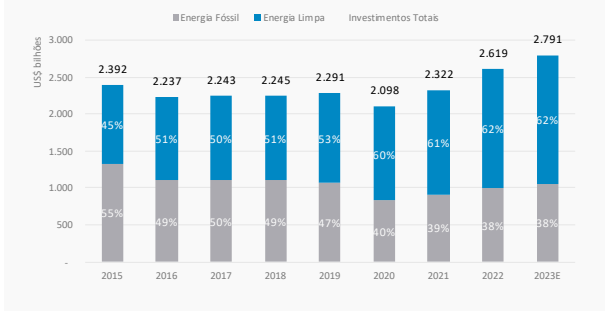
GRÁFICO 29: MAIORES PRODUTORES GLOBAIS DE LÍTIO

■ Austrália ■ Chile ■ Argentina ■ China ■ Zimbábue ■ Portugal ■ Brasil



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da Forbes

GRÁFICO 30: INVESTIMENTOS EM OFERTA DE ENERGIA

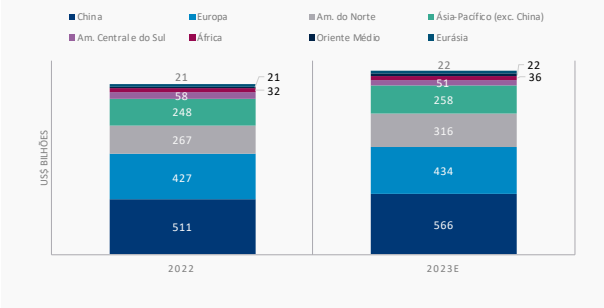


Fonte: Elaboração própria com base nos dados da IEA

- Apesar dos investimentos em energia limpa terem superado o de fósseis, para 2023 é esperado um crescimento de 24% dos combustíveis fósseis em relação a 2021, sinalizando a recuperação econômica global em um contexto pós-pandemia e das disrupções de mercado provocadas pelo conflito entre Rússia e Ucrânia. É projetado um crescimento de 7% dos investimentos no setor *upstream*, dos quais cerca de US\$500 bilhões serão provenientes das atividades no Oriente Médio. Sob investimento estimado de US\$ 1,06 trilhão em 2023, a oferta de combustíveis fósseis será impulsionada por novas usinas de carvão na China e novos projetos de GNL na Europa e Ásia. Dentre os investimentos, o carvão será responsável por 15% e os demais 85% serão oriundos do óleo e gás. No âmbito do gás, a expectativa é que esse possa aumentar em 25% seus investimentos motivados pelo incremento da capacidade de regaseificação de 50 bcm na Europa e de 100 bcm na Ásia até 2025.
- Paralelamente, o relatório da IEA “Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions” estima que até 2030 é esperado um investimento de US\$ 600 bilhões para redução da intensidade das emissões no setor O&G, sendo 65% dos investimentos provenientes do capital *expenditure* e 35% de custos operacionais. Em 2022 o setor de óleo e gás acumulou 5,1 bilhões de toneladas de GEE com previsão de reduzir a intensidade de suas emissões em 60% no *upstream* e 20% no *downstream* até 2030. Além de medidas para redução da intensidade das emissões, como uso de CCS e eletrificação do *upstream*, a Agência destaca os investimentos em energia limpa e fontes alternativas, como os minerais. Dessas fontes, é destacado o crescimento da exploração e produção de lítio,

cobalto e níquel, sobretudo na Austrália, Canadá e Brasil, considerados os principais atores desse mercado energético. Na projeção dos investimentos em energia limpa por região em 2023, é registrado crescimento na América do Norte (+18,3%), China (+10,7%) e Ásia Pacífico (+4%).

GRÁFICO 31: INVESTIMENTOS EM ENERGIA LIMPA POR REGIÃO



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da IEA

Mercado de Carbono:

- A externalidade do carbono pode ser precificada por meio de medidas tributárias e de sistemas de comercialização de emissões (ETS, em inglês). Cerca de 40% das emissões globais são cobertas por algum dos 77 instrumentos de precificação existentes no mundo. Em 2021, as receitas com a precificação alcançaram US\$84 bilhões e, em 2022, US\$95 bilhões, sendo 70% oriundas de ETS. A alternativa da precificação por meio de transações em um ETS, conhecido como mercado de carbono, incentiva a adoção de soluções de baixo carbono e fomenta a competitividade.
- O Banco Mundial, em seu relatório *State and Trends of Carbon Pricing*, faz um acompanhamento anual dos principais instrumentos de precificação de carbono utilizados no mundo. Na edição publicada em maio de 2023, o relatório aponta tendências no mercado de carbono em meio à recuperação do mercado de energia e às altas taxas de inflação registradas nos principais polos de consumidores. Para enfrentar a crise energética, os Estados optaram por reduzir os preços de energia para empresas e seus cidadãos através de aumento dos impostos, controle de preços e subsídios aos combustíveis fósseis, e, por consequência, a dívida pública foi elevada e os modelos de precificação do carbono se tornaram mais onerosos e complexos.

Atualmente, o principal ator internacional que precifica o carbono é a União Europeia, com um ETS estruturado com metas para diferentes setores econômicos, como construção, transporte e indústria. As receitas somente no ETS aumentaram sete vezes desde 2017 e a tendência é ampliar nos próximos anos com o recém aprovado Mecanismo de

Ajuste Fronteiriço de Carbono (CBAM, em inglês)¹², que busca evitar o risco do vazamento de carbono por empresas que procurem transferir cadeia produtiva para países com regulamentação climática menos rígida (**ver Informe abril**). Outras iniciativas em desenvolvimento no mundo são destacadas na Tabela 2 abaixo.

TABELA 2: ATUALIZAÇÃO DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO MUNDO

| PAÍS | MERCADO |
|----------------|--|
| China | A China possui um ETS e um Programa de redução voluntária de emissões de GEE, que, em conjunto, cobram o dobro das emissões do ETS europeu, através de tecnologias específicas e linhas de base de intensidade de emissões. Ademais, foi aprovado em janeiro de 2023 uma lei para introduzir um imposto de carbono sobre grandes emissores, bem como um CBAM para importações intensivas em carbono. |
| Japão | O Japão pode implementar seu ETS a partir de 2026 e, atualmente, detém a Liga de Transformação Verde (GX), um sistema de linha de base e crédito para empresas. |
| Taiwan | Entrou em vigor, em fevereiro de 2023, a Lei de Resposta às Mudanças Climáticas, que estabelece um sistema de taxa de carbono para grandes emissores enquanto o ETS não for implementado. |
| Chile | Anunciada, em agosto de 2022, a intenção de implementar um ETS como parte de sua Agenda Energética 2022-2026. Uma regulação para um sistema de compensações está pendente de aprovação. |
| Colômbia | A Lei nº 2.277/2022 sobre reforma do imposto de carbono existente, aumentando a taxa para US\$ 4,43 t/CO2 nos fósseis, foi aprovada em dezembro de 2022. Além disso, ampliação de uma base tributável para inclusão da venda, importação e consumo interno de carvão térmico até 2028. |
| México | Início da fase operacional do ETS, em janeiro de 2023, que deverá ter seus resultados divulgados até o final deste semestre. Essa fase marca um início da transição das taxas de carbono então praticadas no país para um modelo de ETS. |
| União Europeia | Estabeleceu o ETS II, para cobrir as emissões de edifícios comerciais e do transporte rodoviário. A partir de 2024, seu ETS irá abranger o setor marítimo dos quais as empresas terão suas emissões taxadas em 40% em 2024, 70% em 2025 e 100% em 2026. Também estabeleceu o CBAM. |
| Alemanha | O ETS alemão prevê a venda de licenças a 30 euros em 2023, 35 euros em 2024 e 45 euros em 2025, com o objetivo de reduzir as alocações gratuitas. Também foram incluídas as emissões de GEE provenientes da combustão de carvão. |

Fonte: Elaboração própria com dados do Banco Mundial

12. A princípio, aplicável às emissões de produtos como ferro e aço, cimento, alumínio, eletricidade, fertilizantes e hidrogênio importados pela UE.

- No Brasil, a implementação de um ETS próprio segue em discussão, sendo amplamente sinalizado o potencial do país como um emissor de créditos de carbono em escala global, haja vista as credenciais verdes do Brasil em ativos ambientais e geração de energia renovável. O mercado de carbono regulado no Brasil potencializa a atração de investimentos internacionais, acelera o desenvolvimento de projetos sustentáveis e geração de empregos verdes no país.
- O Decreto nº 11.075, de maio de 2022, previa o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SINARE). A época o Decreto suscitou aos Ministérios da Economia e Meio Ambiente o desenvolvimento de planos setoriais para mitigação das mudanças climáticas, além do estabelecimento de metas concretas de emissões que se adequem ao mercado regulado internacionalmente, mas foi revogado, em 05 junho de 2023, pelo Decreto nº 11.550¹³, que dispõe sobre o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. Uma nova minuta de PL para o mercado de carbono regulado no Brasil estaria sendo elaborada pelo governo.
- Na agenda legislativa, há diferentes projetos de lei voltados à precificação do carbono, como PL 528/2021 que busca regulamentar o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) e o PL 290/2020 que prevê metas de redução de emissões dos geradores térmicos e aquelas que reduzissem acima da meta obtinham reduções certificadas de emissão. Esses dois PLs foram apensados ao PL 2.148/2015, cujo Parecer Preliminar de Plenário prevê o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões, com acordos setoriais, plano nacional de alocação e mercado regulado. Embora haja diferenças nos detalhes incluídos em cada um dos projetos de lei propostos, elementos comuns sugerem temas emergentes, como o estabelecimento de um sistema de monitoramento, relatório e verificação de emissões de GEE e um registro centralizado para projetos brasileiros de mitigação e seus créditos de carbono resultantes, que poderiam ser potencialmente usados para fins de conformidade como compensações sob um ETS.

13. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11550.htm#art16

AGENDA FGV ENERGIA, SETOR O&G E BIOCOMBUSTÍVEIS:

•No dia 30 de abril, a FGV Energia organizou o 5º Encontro dos Brasileiros, evento que precede a OTC em Houston. O encontro promovido pela FGV Energia reuniu profissionais e líderes associados a Indústria de Óleo & Gás e energia para fomentar parcerias, sinergias empresariais e novas oportunidades de negócios no setor.



•Entre os dias 1º e 04 de maio, a FGV Energia participou do *Offshore Technology Conference* (OTC), maior evento internacional da indústria de Óleo & Gás e Energia, que tomou lugar em Houston, Texas (EUA). Este ano os temas mais discutidos durante o evento versam sobre: Eólica *Offshore*, Energia renovável, Captura e Armazenamento de Carbono e Transição Energética.

•No mês de maio a equipe de Óleo, Gás e Biocom-

combustíveis, lançou seu acompanhamento quinzenal de preços de petróleo BRENT e WTI. A atividade pretende ser uma importante contribuição para o acompanhamento regular dos principais episódios internacionais que impulsionam as oscilações do preço de petróleo e, apontar possíveis tendências mundiais.

•No dia 07 de junho, a equipe de Óleo, Gás e Biocombustíveis da FGV Energia publicou sua coluna de opinião de maio referente a “Transição Energética no Transporte Marítimo”. O artigo analisou as principais alternativas de baixo carbono a partir da perspectiva brasileira, a mitigação de emissões com critérios regionais na análise de ciclo de vida e a importância de investimentos em infraestrutura de abastecimento no Brasil.

•No dia 12 de junho, representantes da equipe de Óleo, Gás e Biocombustíveis da FGV Energia estiveram presentes no Departamento de Portos e Costas (DPC) da Marinha do Brasil para participar do Fórum Consultivo referente à 80ª sessão do comitê de proteção do meio ambiente marinho (MEPC 80) e 15ª reunião interseccional do grupo de trabalho sobre redução de emissões de GEE proveniente de navios (ISWG-GHG 15). O Fórum pretende colaborar junto a comitiva brasileira na próxima MEPC 80, prevista para acontecer entre os dias 26 e 29 de junho, na sede da IMO em Londres.

REFERÊNCIAS

- i MOHANTY, et al. Saudi Arabian oil cuts not alarming for Asia amid modest demand outlook. S&P Global. Publicado em: 05 jun. 2023. Disponível em :< <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/060523-saudi-arabian-oil-cuts-not-alarming-for-asia-amid-modest-demand-outlook-supply-options>>.
- ii DZIRUTWE, MacDonald. Nigeria's April oil production below 1 mln bpd. Reuters. Publicado em: 11 mai.2023. Disponível em:<<https://www.reuters.com/markets/commodities/nigerias-april-oil-production-below-1-mln-bpd-regulator-2023-05-11/>>.
- iii Dangote Refinery, Lagos. NS Energy Business. Publicado em: mai. 2023. Disponível em:<<https://www.nsenergybusiness.com/projects/dangote-refinery-lagos/>>.
- iv Ibid.
- v Nigeria commissions Dangote Refinery in bid to end fuel imports. Al Jazeera. Publicado em: 22 mai. 2023. Disponível em:< [HYPERLINK "https://www.aljazeera.com/economy/2023/5/22/nigeria-commissions-dangote-refinery-seeks-to-end-fuel-imports"](https://www.aljazeera.com/economy/2023/5/22/nigeria-commissions-dangote-refinery-seeks-to-end-fuel-imports)>.
- vi EIA, 2022. Iraq: Energy Highlights. U.S. Energy Information Agency. Publicado em: 28 set. 2022. Disponível em:< <https://www.eia.gov/international/overview/country/IRQ>>
- vii CER, 2023. Provincial and Territorial Energy Profiles – Alberta. Canada Energy Regulator. Publicado em: 03 mar. 2023. Disponível em:< <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-alberta.html?=&wbdisable=true>>.
- viii SHAKIL, Ismail. KUMAR, Arunima. Canada's Alberta blanketed by smoke as wildfire battle continues. Reuters. Publicado em: 17 mai. 2023. Disponível em:< <https://www.reuters.com/world/americas/alberta-oil-sands-may-production-under-wildfire-threat-rystad-energy-2023-05-17/>>.
- ix SHARMA, Ashima. Wildfires in Canada force shutdown of oil and gas production. Publicado em: 09 mai. 2023. Disponível em:< <https://www.offshore-technology.com/news/canada-wildfires-force-producers-to-halt-production/>>.
- x ZHANG, Ellen; YAO, Kevin. China's economy slows in May, more stimulus expected. Reuters. Publicado em 15 de junho de 2023. Disponível em: <<https://www.reuters.com/world/china/chinas-economy-slows-further-may-weak-demand-drags-2023-06-15/>>.
- xi Russian Oil Companies ramp up May exports to meet Asian demand. Reuters. Publicado em: 04 mai. 2023. Disponível em:<<https://www.reuters.com/markets/commodities/russian-oil-companies-ramp-up-may-exports-meet-asian-demand-2023-05-04/>>
- xii SPASIC, Vladimir. Renewables produced more electricity than fossil fuel for first time over winter in EU. Balkan Green Energy. Publicado em: 02 mai. 2023. Disponível em:< <https://balkangreenenergynews.com/renewables-produced-more-electricity-than-fossil-fuels-for-first-time-over-winter-in-eu/>>.
- xiii ZACHMANN, et al. European natural gas imports. Bruegel. Publicado em: 30 mai. 2023. Disponível em: <<https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>>.
- xiv HANCOCK, Alice. EU gas demand expected to fall by more than Russian imports in 2023. Financial Times. Publicado em: 25 mai. 2023. Disponível em:< <https://www.ft.com/content/1fa46ca8-524a-49ad-9b94-e52f4dbce698>>.
- xv IEA, 2023. Gas Market Report Q2 2023. Publicado em:
- xvi UNIVERSO ONLINE ECONOMIA (2023). Brasil eleva produção de petróleo em abril, Petrobras registra recuo, aponta ANP. Publicado em: 02 jun. 2023. Disponível em: < <https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2023/06/02/brasil-eleva-producao-de-petroleo-em-abril-petrobras-registra-recuo-aponta-anp.htm>>
- xvii ANP,2023. Painel Dinâmico da Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: mai 2023. Disponível em:< <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas>>.
- xviii PPSA, 2023.Painel Interativo de Produção e Arrecadação. Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA). Publicado em: mai 2023. Disponível em: < <https://www.presalpetroleo.gov.br/paineis-interativos/producao-e-arrecadacao/>>
- xix PETROBRAS. Vamos propor medidas adicionais no licenciamento no Amapá. Publicado em 24 de maio de 2023. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/vamos-propor-medidas-adicionais-no-licenciamento-no-amapa.htm>>.
- xx EPBR, 2023. Ibama nega licença para Petrobras perfurar na Foz do Amazonas. Publicado em: 17 mai. 2023. Disponível em: < <https://epbr.com.br/ibama-nega-licenca-para-petrobras-perfurar-na-foz-do-amazonas/>>
- xxi ANP, 2023. Boletim Anual de Reservas (BAR). Publicado em:3 de mai 2023. Disponível em:< <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/boletim-anual-de-reservas-bar>>
- xxii ANP. Seminário Técnico. As Áreas em Oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/areas_em_oferta_r11.pdf>.

- xxiii ANP, 2023. Painel Dinâmico da Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: mai 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas>>.
- xxiv ANP, 2023. Boletim da Produção Mensal de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: mai 2023. Disponível em: < https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/impressao/noticias-comunicados/anp-divulga-dados-consolidados-da-producao-de-petroleo-e-gas-em-abril>
- xxv EPBR, 2023. Gás para Empregar é oficialmente criado. Publicado em: 17 mai. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/gas-para-empregar-e-oficialmente-criado/>>
- xxvi EPBR, 2023. Aumento da oferta de gás da União não ocorrerá antes de 2025, diz Alexandre Messa. Publicado em: 12 mai. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/aumento-da-oferta-de-gas-da-uniao-nao-ocorrera-antes-de-2025-diz-alexandre-messa/>>
- xxvii IEA, 2023. Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024. International Energy Agency, 2023.
- xxviii EPBR, 2023. Acelen vai investir até R\$ 3 bilhões em pesquisa da macaúba, diz Marcelo Lyra. Epbr. Publicado em: 25 mai 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/acelen-vai-investir-ate-r-3-bilhoes-em-p-d-diz-marcelo-lyra/>
- xxix ÚNICA, 2023. Safra 2022/2023 – Posição Final. Observatório da cana e Bioenergia.
- xxx NOVACANA, 2023. Mercado está mais otimista que usinas para a safra de cana 2023/24. Publicado em: 30 mai. 2023. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/mercado-mais-otimista-usinas-safra-cana-2023-24-300523>
- xxxi DATAGRO, 2023. Cana/DATAGRO: safra 2023/24 do Centro-Sul deve crescer 9,2%, para 598,5 milhões de t. UDOP – União Nacional da Energia. Publicado em: 04 mai. 2023. Disponível em: <[https://www.novacana.com/noticias/especialistas-discordam-efeitos-el-nino-safra-cana-2023-24-180523](https://www.udop.com.br/noticia/2023/05/04/cana-datagro-safra-2023-24-do-centro-sul-deve-crescer-9-2-para-598-5-milhoes-de-t.html#:~:text=A%20produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20etanol%20no,hi-dratado%20(%2B14%2C4%25) >>
xxxii NOVACANA, 2023. Especialistas discordam sobre efeitos do El Niño para a safra de cana 2023/24. NOVACANA. Publicado em: 18 mai. 2023. Disponível em: <a href=)
- xxxiii Agência IBGE. Estimativa de maio prevê safra recorde de 305,4 milhões de toneladas em 2023. Publicado em 13 de junho de 2023. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/37135-estimativa-de-maio-preve-safra-recorde-de-305-4-milhoes-de-toneladas-em-2023>>.
- xxxiv PORTAL DO AGRONEGÓCIO, 2023. Biodiesel: com B12, demanda deve crescer 15,5% em 2023, para 7,303 milhões de metros cúbicos, diz Stonex. Publicado em: abr. 2023. Disponível em: <<https://www.portaldoagronegocio.com.br/energias-renovaveis/biodiesel/noticias/biodiesel-com-b12-demanda-deve-crescer-15-5-em-2023-para-7-303-milhoes-de-metros-cubicos-diz-stonex>>
- xxxv UDOP, 2023. Governo oficializa ampliação da mistura de biodiesel no diesel vendido no país. União Nacional da Bioenergia. Publicado em: abr. 2023. Disponível em: <<https://www.udop.com.br/noticia/2023/03/29/governo-oficializa-ampliacao-da-mistura-de-biodiesel-no-diesel-vendido-no-pais.html>>
- xxxvi PIMENTA, Vicente. Nova especificação do biodiesel: grande passo, inclusive cultural. EBPR. Publicado em: 17 mai. 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/nova-especificacao-do-biodiesel-grande-passo-inclusive-cultural/>
- xxxvii ANP, 2023. Dados Estatísticos de Processamento de Petróleo e Produção de Derivados. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: Mai de 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos> >.
- xxxviii EPBR, 2023. Petrobras vê espaço para processar mais 500 mil barris/dia, sem construir novas refinarias. Publicado em: 12 mai. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-ve-espaco-para-aumentar-em-ate-500-mil-barris-dia-a-capacidade-de-refinarias-existent/>>
- xxxix EPE. Perspectivas para o Mercado Brasileiro de Combustíveis no Curto Prazo. Abril de 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-594/topico-671/Perspectivas%20para%20o%20Mercado%20Brasileiro%20de%20Combust%C3%ADveis%20no%20Curto%20Prazo_2023-04.pdf>.
- xl Ibid.
- xli EPBR, 2023. Espírito Santo: biometano terá prioridade na área de concessão da ES Gás. Publicado em: 22 mai. 2023. Disponível em: < <https://epbr.com.br/espirito-santo-biometano-tera-prioridade-na-area-de-concessao-da-es-gas/> >
- xlii EPBR, 2023. Naturgy planeja municípios verdes abastecidos 100% com biometano no Rio, diz Christiane Delart. Publicado em: 13 mai. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/naturgy-planeja-municipios-verdes-abastecidos-100-com-biometano-no-rio-diz-christiane-delart/>>
- xliii NOVACANA, 2023. Consumo de etanol tem baixa de 16,9% em abril, enquanto gasolina sobe 12,7%. Publicado em: jun. 2023. Disponível em: <<https://www.novacana.com/noticias/consumo-etanol-baixa-16-9-abril-gasolina-sobe-12-7-010623>>

- xliv ANP, 2023. Royalties. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: mai. 2023. Disponível em:< <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>.
- xlv EPBR, 2023. Royalties do petróleo: veja os municípios que mais recebem; lista de bilionários está maior. Publicado em: 10 mai. 2023. Disponível em: < <https://epbr.com.br/cresce-numero-de-cidades-com-royalties-bilionarios-do-petroleo-veja-o-ranking/> >
- xlvi ANP, 2023. Painel Dinâmico de Estimativas de Royalties e de Participação Especial. Agência Nacional de Petróleo e gás e Biocombustíveis. Publicado em: mai 2023. Disponível em:< <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-estimativas-de-royalties-e-de-participacao-especial>>.
- xlvii AMARAL, Aurélio; CINTRA, Marcos. RenovaBio: aprimorar para ganhar o mundo. EPBR; Publicado em: 19 mai. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/renovabio-aprimorar-para-ganhar-o-mundo/>>
- xlviii ETIP, 2020. Hydrogenated Vegetable Oil. European Technology and Innovation Platform. Publicado em: 2020. Disponível em:< https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_B_Factsheet_HVO_feb2020.pdf>.
- xliv ENI, 2023. Circular Economy in our high-quality advanced biofuels. Eni. Disponível em:< <https://www.eni.com/en-IT/operations/energy-evolution/biorefineries.html> >.
- I IEA, 2023. Australia 2023: Energy Policy Review. International Energy Agency. Publicado em: abr.2023. Disponível em:< <https://iea.blob.core.windows.net/assets/02a7a120-564b-4057-ac6d-cf21587a30d9/Australia2023EnergyPolicyReview.pdf>>.
- li THE WHITE HOUSE, 2023. Australia-United States Climate, Critical Minerals and Clean Energy Transformation Compact. Publicado em: 20 mai. 2023. Disponível em:< <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/05/20/australia-united-states-climate-critical-minerals-and-clean-energy-transformation-compact/>>.

GLOSSÁRIO DE SIGLAS



MANTENEDORES

OURO



PRATA

