

## OPINIÃO

### OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA NA MARGEM EQUATORIAL AMAZÔNICA

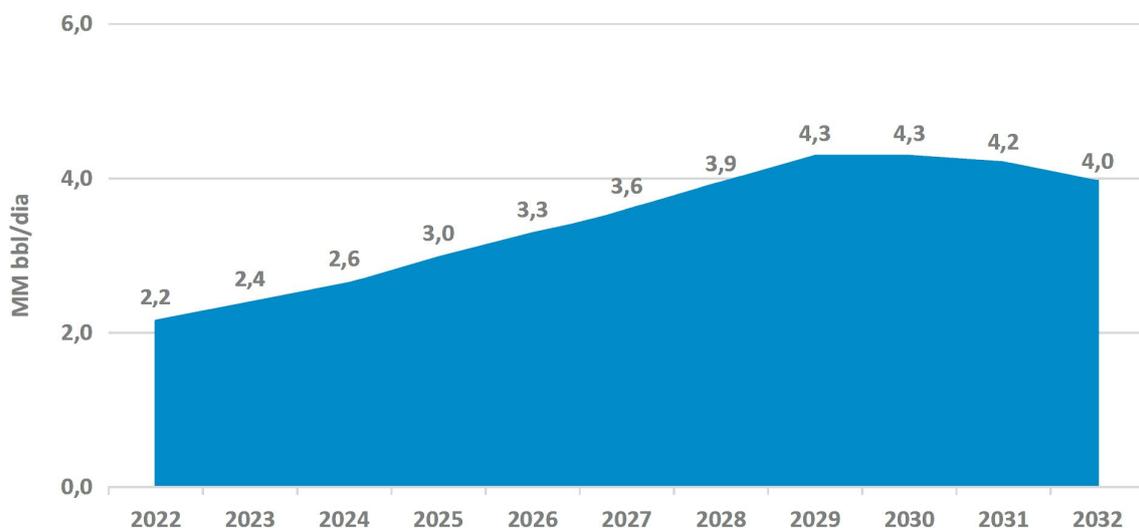
**Autores:** Gabriel Lobato Cardoso, Karina Farias Neves e João Victor Marques Cardoso

Este artigo expressa as opiniões dos autores, não apresentando necessariamente a opinião institucional da FGV.

As diretivas multilaterais para o alcance do *Net Zero* em emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2050, elaboradas como parte do esforço internacional para limitar o aquecimento global em 1,5°C, tendem a restringir, *a priori*, a exploração de novas reservas de petróleo e gás. Todavia, observa-se uma busca contínua pelo incremento na oferta de combustíveis fósseis mediante a exploração de bacias de fronteira, visando o suporte à demanda global por energia (atual e futura) e a garantia de uma transição justa, gradual e organizada. Isso indica que a efetivação dos cenários de neutralidade de emissões ainda passará por diferentes estágios (AZEVEDO, 2014), os quais ainda devem contar com a introdução de recursos petrolíferos na matriz energética.

No Brasil, tal panorama está relacionado, ainda, à reposição das atuais reservas petrolíferas, cuja relação entre reserva e produção deve se dá somente pelos próximos 13 anos (ANP, 2023). Com as projeções de maturação e declínio natural do “Pré-Sal” (**ver Gráfico 1**), abrem-se precedentes para o risco de insegurança energética, após o alcance do *status* de autossuficiência em 2015, e possível retorno à dependência de importações (desde que considerando a não incorporação de novas reservas); haja vista a alta dependência do país da produção advinda das bacias da Margem Sudeste.

Gráfico 1: Previsão da Produção de Petróleo no “Pré-Sal” (2022-2032)

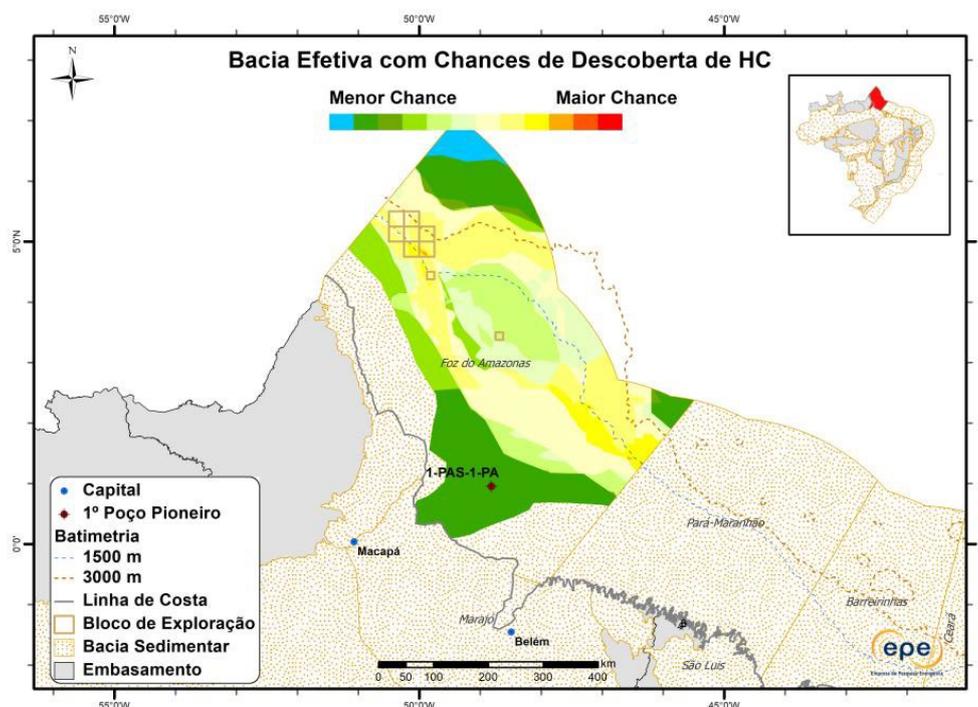


Fonte: modificado de EPE (2022)

Em meio a esse contexto, surge o potencial da Margem Equatorial Brasileira (MEB), sobretudo em seu arco amazônico. Isso porque as estimativas preliminares indicam que seu volume de recursos prospectivos recuperáveis de petróleo convencional giram em torno de 20 a 30 bilhões de barris (PETERSOHN, 2013; BARROS FILHO; CARMONA; ZALÁN, 2021). Esses volumes se somam ao seu já conhecido potencial para gás natural não convencional, na forma de hidratos de metano, cujos recursos estão avaliados em, aproximadamente, 12 trilhões de m<sup>3</sup> (EPE, 2016).

Ainda que estas estimativas de petróleo estejam associadas à Bacia Pará-Maranhão<sup>1</sup>, as grandes expectativas para a região residem sobre a porção ultraprofunda da Bacia Foz do Amazonas (FZAM) (PETROBRAS, 2022) (ver Figura 1), designada como nova fronteira exploratória pela Petrobras desde o Plano Estratégico 2022-2026<sup>2</sup>. Porém, tal iniciativa carrega desafios inerentes à Amazônia Brasileira, haja vista a fundamental importância de se considerar sua sensibilidade socioambiental no desenvolvimento de projetos de óleo e gás – os quais apresentam um amplo histórico local.

Figura 1: Bacia Efetiva Probabilística da FZAM, com maior prospectividade para as porções ultraprofundas



Fonte: EPE (2023)

Tomando isso, a imprescindibilidade de reposição das reservas brasileiras de petróleo e pressupondo o aproveitamento desses recursos na FZAM, este artigo realiza uma discussão de possíveis reflexos sociais, econômicos, ambientais e climáticos para a Amazônia, bem como de vias de mitigação. Para tal, analisaram-se determinadas

<sup>1</sup> Por ocasião da 11ª Rodada, a ANP apresentou oportunidades exploratórias na MEB com estimativa de, aproximadamente, 30 bilhões de barris de petróleo *in situ* nos *leads* mapeados em cinco bacias: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (ANP, 2013).

<sup>2</sup> No Plano Estratégico 2022-2026, a Petrobras anunciou CAPEX Exploratório de US\$ 5,5 bilhões, sendo 38% destinados à Margem Equatorial Brasileira. No Plano seguinte (2023-2027), foram anunciados, para o mesmo fim, US\$ 6 bilhões, ampliando a participação da MEB para 49%. O Plano mais recente (2024-2028) prevê US\$ 7,5 bilhões, sendo 41,5% à MEB (PETROBRAS, 2023a).

características da porção amazônica compreendida pela área de influência da exploração, de modo a proporcionar investigações alinhadas com a realidade local.

### Recursos petrolíferos e a Amazônia Brasileira: uma longa história

Os debates sobre a exploração petrolífera na Amazônia não são recentes, assim como o dimensionamento de seu potencial *onshore* e *offshore*. As primeiras concessões federais para o desenvolvimento de estudos na região datam de 1888, ao final do Segundo Reinado (PEYERL, 2017). Já a partir de 1907, com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, ocorreram perfurações pioneiras na Bacia do Amazonas. Isso culminou, em 1930, na primeira declaração de ocorrência de gás natural, no município de Itaituba (PA) (EIRAS, 2011).

Com o advento da “Era Petrobras”, a Amazônia se tornou prioridade para as campanhas de prospecção, o que resultou, em 1955, na primeira descoberta de óleo na Bacia do Amazonas, em Nova Olinda do Norte (AM) (NOGUEIRA; NETO, 2021). Nos anos 1970, o caráter antieconômico das novas descobertas levou a empresa a direcionar seus esforços para a Bacia do Solimões e a MEB (SAUER, 2003). Isso refletiu, em 1976, na primeira descoberta de gás na FZAM (TRAVASSOS; FREITAS, 2021) e, em 1978, no primeiro poço produtor de óleo na plataforma rasa da Bacia Pará-Maranhão (SOARES et. al, 2007) – ambos, também, subcomerciais.

O sucesso efetivo da Petrobras estava reservado para a década seguinte, com a declaração, em 1986, do primeiro campo comercial na província petrolífera do Rio Urucu, Bacia do Solimões (CARTAXO et al., 2006). Na virada do milênio, foi a vez da Bacia do Amazonas, com dois campos gasíferos comerciais: Azulão (1999) e Japiim (2001) (NOGUEIRA; NETO, 2021). Hoje, o ambiente *onshore* é o responsável pela maior parcela da reativação das atividades na Amazônia, considerando o arremate de ativos por novas empresas e as recentes descobertas de gás nos blocos de Anebá e Juruá.

Mesmo assim, o possível potencial da MEB nunca foi desconsiderado. Em 1993, foi perfurado o primeiro poço em águas profundas da Bacia Pará-Maranhão; já em 2011, registrou-se a primeira declaração de petróleo nessa porção (FABIANOVICZ, 2013). No mesmo ano, um importante fato reacendeu o interesse pela FZAM – a descoberta de petróleo no prospecto *Zaedyus*, em reservatórios turbidíticos na porção da bacia pertencente à Guiana Francesa, o que, posteriormente, se reverteu em sucessos exploratórios (TRAVASSOS; FREITAS, 2021). Os mesmos reservatórios foram mapeados, também, em bacias correlatas na Margem Oeste Africana.

Baseada nisso, a empresa Total (atual TotalEnergies) deu entrada, em 2016, no processo de licenciamento ambiental de cinco blocos exploratórios na porção ultraprofunda da FZAM (MAIA et al., 2016)<sup>3</sup>. Porém, em decorrência de movimentos contrários e intercorrências ao longo do licenciamento, a empresa optou por direcionar suas operações para outras frentes, em virtude dos possíveis reflexos econômicos, sociais e ambientais desse empreendimento, que requerem maiores análises sobre seus reais impactos na Amazônia – situação, esta, que perdura até hoje.

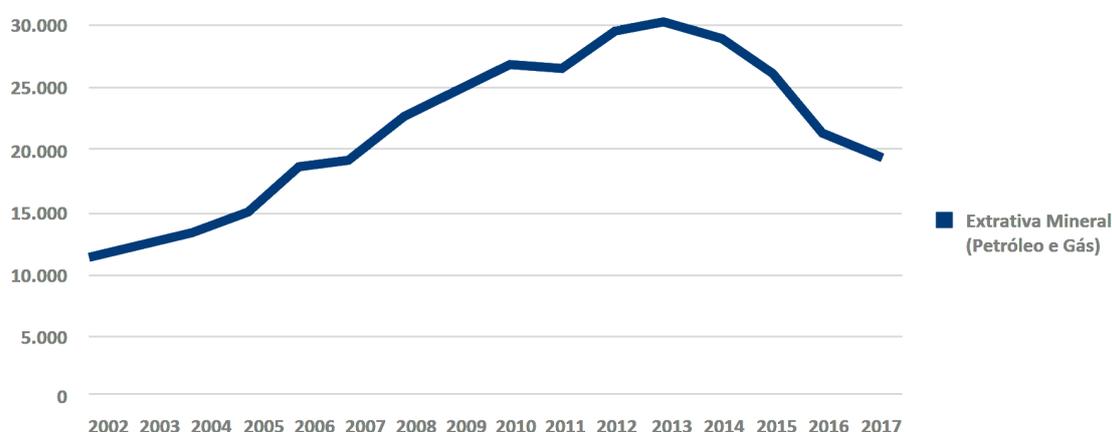
---

<sup>3</sup> Vale citar que o bloco FZA-M-59, atual objeto de licenciamento ambiental por parte da Petrobras, foi arrematado em 2013 pela BP durante a 11ª Rodada de Licitações da ANP, mas não avançou com as licenças.

## Quais os possíveis reflexos para a Amazônia?

No âmbito socioeconômico, é interessante destacar a relação entre as principais fases dos projetos de óleo e gás como um todo: a expansão e a retração. Na primeira, há a intensificação da migração populacional para as sedes das operações, dado o horizonte de novas oportunidades para diversos graus de instrução (LOUREIRO et al., 2014; SOLER, 2009). Por outro lado, na segunda fase, há uma destituição de postos de trabalho e queda acentuada na geração novos vínculos formais (SANTOS et al., 2022) (**ver Gráfico 2**), acarretando reflexos como o aumento da informalidade, criminalidade, prostituição e do assentamento residencial desordenado (BORBA; SILVA NETO, 2008).

Gráfico 2: Estoque de Empregos Formais em Macaé (Bacia de Campos) no setor de óleo e gás (2002-2017)<sup>4</sup>



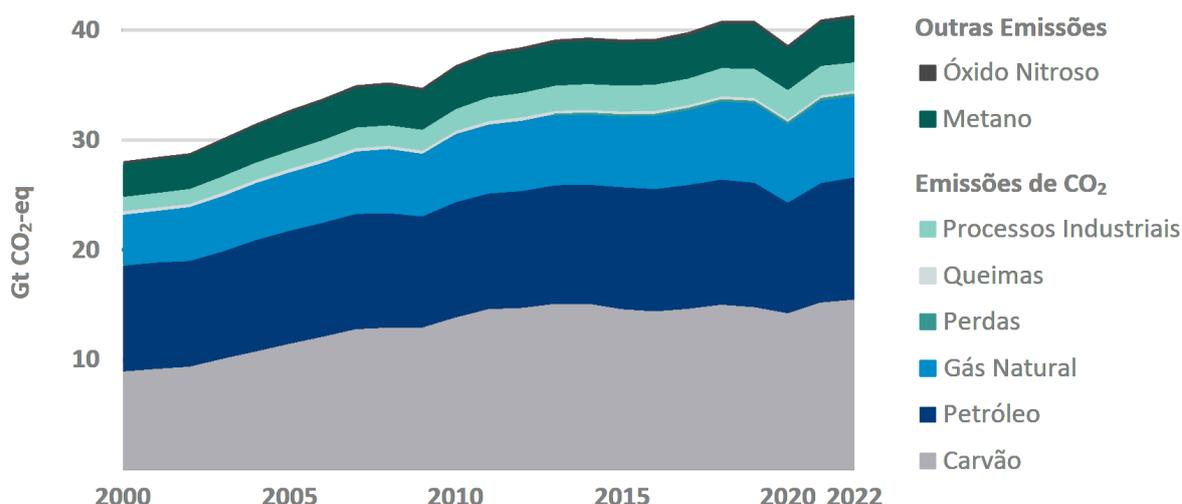
Fonte: modificado de Silva Neto, Reis Filho e Brito (2020)

Já na esfera ambiental, as atividades da cadeia *offshore* podem ocasionar determinados efeitos em ecossistemas aquáticos. Por exemplo, o uso de fontes acústicas para o mapeamento sísmico de reservatórios de petróleo pode afetar a locomoção, comunicação, segurança física e *habitat* da fauna marinha (VALÉRIO, 2017). Somam-se a isso as preocupações associadas às operações de plataformas, sendo a principal delas o risco de derramamento de óleo – vista a possibilidade de espalhamento pela interação do fluido com as correntes marítimas; fator, esse, que impõe a necessidade de elaboração de medidas de contenção (NASCIMENTO et al., 2021).

Vale retomar, em um caráter mais geral, as políticas globais de desenvolvimento sustentável, observadas tanto na Agenda 2030 quanto no Acordo de Paris, para a mitigação de GEE. Isso está relacionado ao fato de somente a indústria do petróleo, em suas diversas atividades, ser responsável por cerca de 15% das emissões no setor mundial de energia (IEA, 2022) (**ver Gráfico 3**). Essa conjuntura tende a acarretar mais um reflexo ambiental para a Amazônia, considerando a interface entre as ações antrópicas e a intensificação de mudanças climáticas.

<sup>4</sup> Especificamente para este recorte, observa-se, também, a influência da crise econômica que se instalou no país a partir de meados de 2014, com reflexos diretos na Petrobras (SANTOS et al., 2022).

Gráfico 3: Emissões de Gases do Efeito Estufa Relativas ao Setor de Energia (2000-2022)



Fonte: modificado de IEA (2022)

### Como mitigá-los na região?

Ao contextualizar o perfil socioeconômico e ambiental das adjacências da Bacia Foz do Amazonas, nota-se que a atividade pesqueira se destaca como um dos principais motores econômicos da região. Nos municípios de Oiapoque, Calçoene e Amapá, desembarcam 78% da produção total da pesca costeira, com média anual de 5.400 toneladas (2000-2011). Esses municípios estão localizados em um raio de 300 a 580 Km da capital do estado, Macapá, com aproximadamente 46.500 habitantes – dos quais 1.300 são pescadores (JIMENEZ et al., 2020).

Partindo disso, é possível inferir que o aproveitamento de recursos na Margem Equatorial Amazônica (MEA) deve modificar a atual realidade local – típica de boa parte do litoral Norte do país – trazendo não apenas os reflexos anteriormente levantados, mas, também, o deslocamento de um eixo econômico extrativo para um industrial. Nesse sentido, Borba e Silva Neto (2008) enfatizam a necessidade de observar os impactos que essa atividade pode acarretar para comunidades altamente dependentes da pesca, no intuito de evitar a redução da captura de espécies, o desaparecimento de cooperativas de produção pesqueira e a marginalização do setor.

Uma possível medida de contorno desses impactos está na antecipação de cenários, que pode ser realizada em conjunto entre empreendimento e estado (JIMENEZ et al., 2020). Essa antecipação consiste na execução de estudos pré-instalação do empreendimento, tendo em vista a redução de potenciais conflitos entre o setor energético e a dinâmica regional (JIMENEZ et al., 2020). Além disso, ainda na colaboração entre estado e empresa, tem-se a possibilidade de um mapeamento instrutivo da população local para direcioná-la às demandas das atividades petrolíferas, permitindo a inserção de atores regionais no mercado de trabalho em ascensão.

Pode-se realizar, também, uma avaliação quantitativa da expectativa e período para as futuras destituições de empregos, permitindo o planejamento da realocação de profissionais de menor nível técnico em outras frentes de atuação na região (para além da pesqueira), incentivadas a partir dos investimentos oriundos da exploração de

petróleo. Isso pode ocorrer ao passo de um levantamento para a projeção de crescimento populacional, fortalecendo medidas para o planejamento urbano, diversificação das formas de emprego e controle do *boom* populacional (XAVIER; GORAYEB; BRANNSTROM, 2020) – derivado do estrangeirismo profissional na Amazônia.

Quanto aos reflexos ambientais relacionados às etapas de prospecção e operação de plataformas, ressalta-se a indispensabilidade do licenciamento ambiental – procedimento, este, que irá garantir a elaboração de salvaguardas adequadas à FZAM, de modo a reduzir ao mínimo os riscos ambientais. Isso porque sua execução para área em questão, delegada ao IBAMA pela Lei Complementar nº 140/2011, exige a produção de um extenso Estudo de Impacto Ambiental (EIA), considerando o grau intensivo das atividades projetadas (ARAÚJO, 2023).

Para assegurar técnica e juridicamente a operação do empreendimento, é necessário apresentar um amplo mapeamento de aspectos físicos, socioeconômicos e biológicos, bem como de reflexos positivos e negativos (diretos e indiretos, imediatos e futuros, temporários e permanentes) (ARAÚJO, 2023). Isso resulta na designação de atribuições ao empreendedor, de modo a prevenir, mitigar ou compensar possíveis impactos ambientais. Desta forma, a efetivação da exploração segura da MEA está condicionada ao cumprimento dessa série de requisitos, analisados ao longo do rito de licenciamento trifásico e após sua efetivação, em fiscalizações futuras.

Nesse contexto, vale mencionar um dispositivo ainda ausente para a FZAM e de vital importância para projetos correlatos: a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS). A realização desse tipo de avaliação ambiental estratégica (nesse caso, de atribuição federal) complementa o EIA e é tida como exigência pelo IBAMA, vista a necessidade de um maior volume de dados para o entendimento do processo exploratório (ARAÚJO, 2023). Ou seja, ainda há uma significativa margem normativa para fortalecimento de salvaguardas para a Amazônia, mas que dependem de esforços públicos na coleta de dados primários para contornar a lacuna de dados prévios que prejudica avaliações a exemplo do caso na FZAM (BARROS FILHO; FIGUEIREDO; FARIA, 2023).

Já as fronteiras técnicas para a mitigação de emissões durante as atividades de E&P estão relacionadas à implementação de tecnologias de manejo de CO<sub>2</sub>, sobretudo as de *Carbon Capture and Storage* (CCS). A introdução desse tipo de arranjo – com a captura, compressão e transporte do CO<sub>2</sub> para seu armazenamento em uma formação geológica isolada da atmosfera (ROCHA, 2021) – tem se consolidado como principal frente de descarbonização para a indústria de óleo e gás, em especial no Brasil.

Com a atual infraestrutura da Petrobras para injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios do Pré-Sal (para a recuperação avançada de petróleo), tal como pelas perspectivas de desenvolvimento de um *hub* de captura e armazenamento em reservatórios depletados do complexo (PETROBRAS, 2023b), pode-se projetar um cenário semelhante quanto a possível atuação da empresa no ambiente *offshore* amazônico. Desta forma, reafirmando-se o compromisso com a transição energética, o petróleo brasileiro continuaria atrelado a operações de baixo carbono.

A viabilidade técnica dessa alternativa, também atrelada ao estabelecimento de um arcabouço regulatório interligado ao licenciamento ambiental, passa pelo impulsionamento do conhecimento geológico-geofísico de possíveis reservatórios para CO<sub>2</sub> na FZAM. Nesse intuito, o reaproveitamento e retrabalhamento de dados disponíveis para a região, voltados à prospecção de recursos, podem auxiliar na elaboração de novas pesquisas, proporcionando uma redução de custos e potencializando novos horizontes de desenvolvimento sustentável para a Amazônia.

### Abertura de perspectivas para o setor de óleo e gás da Amazônia

A possibilidade de abertura dessa nova fronteira exploratória garantiria duplamente a continuidade do crescimento da produção nacional de petróleo e a diversificação das externalidades positivas do setor quanto à geração de participações governamentais, empregos e renda. Nesse sentido, o aproveitamento dos recursos da FZAM tende a fortalecer o crescente papel do Brasil como protagonista no mercado internacional de petróleo, uma vez que, mesmo os cenários de consumo mais ambiciosos e intensivos em GEE, ainda asseguram a participação desse recurso. Além disso, o país tem credenciais de fornecedor confiável para atender à demanda futura, incluindo as de fins não energéticos, com menor nível de emissão ante a média mundial.

Já para o contexto amazônico, as atividades de E&P na MEA potencializam um ambiente mais dinâmico para o setor de energia na região, expandindo a atuação para além do E&P em bacias terrestres (*upstream*) e das atividades nos segmentos *midstream*, realizadas por operadores logísticos, e *downstream*, como as relativas à Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e à rede composta pelo Terminal Aquaviário de Manaus e Gasoduto Coari-Manaus, sem desconsiderar os agentes estaduais de distribuição de combustíveis. Tal dinamização proporcionaria, em segunda análise, a alocação da região dentre os principais eixos exploratórios nacionais – Sudeste e Nordeste.

Vale destacar que, em 2023, o estado do Amazonas produziu uma média de 12.210 barris de petróleo por dia (bbl/d) e 14,2 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia<sup>5</sup> – correspondendo a, respectivamente, 0,4% e 9,6% da produção brasileira. Quando adicionados os estados produtores da MEB (Ceará, Maranhão e Rio Grande do Norte), verifica-se que produção de petróleo do agregado “*onshore* amazônico e MEB” participa em 1,4% da produção total no país, enquanto o somatório produtivo de gás natural representa 11,6%. Com a perspectiva de produção *offshore* na MEB, o Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE) indica um potencial de 1,1 MMbbl/d no pico, o que significaria um terço da produção brasileira atual, atribuindo-se um fator de recuperação de 25% ou volume recuperável entre 5 e 7,5 bilhões de barris (CBIE, 2023).

No *midstream*, essa produção reconfiguraria as atividades existentes de operação logística e infraestruturas associadas, atualmente centradas em serviços de movimentação e tancagem de combustíveis. Assim, haveria a agregação de serviços dedicados ao óleo bruto, como bases e embarcações de apoio marítimo, operações de descarga de plataformas e transbordo entre navios, navegação de longo curso, entre outros. Por outro lado, no *downstream*, os efeitos dependeriam de estratégias para

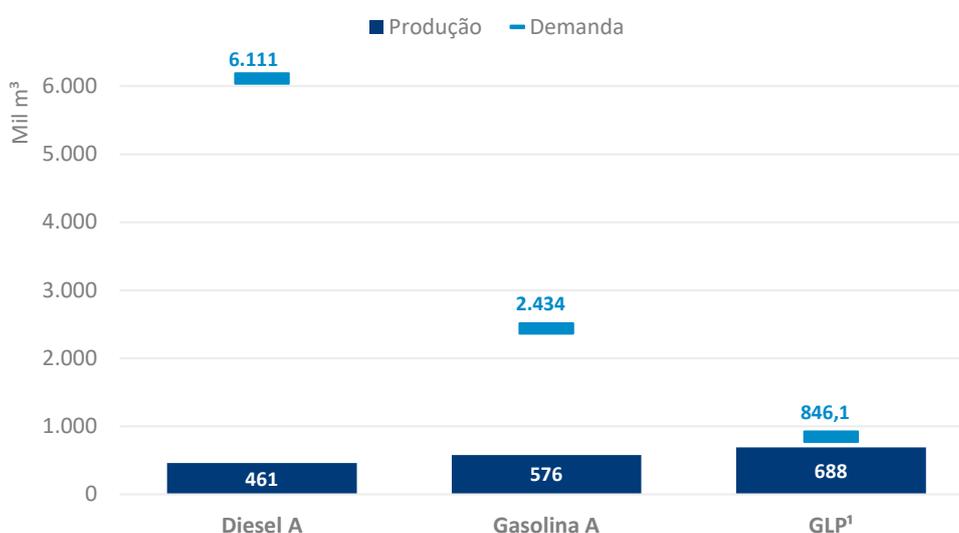
---

<sup>5</sup> Produções de petróleo e gás natural considerando as bacias do Amazonas e Solimões.

integrar a parcela do óleo produzido ao processamento na REMAN, cuja capacidade é de cerca de 46 mil bbl/d<sup>6</sup>.

Embora a região seja deficitária em combustíveis, a REMAN é fundamental para atender até 24% da demanda de Gasolina A<sup>7</sup> e até 8% da demanda de Diesel A<sup>8</sup>, além de, juntamente ao processamento de gás natural no Polo Urucu na Bacia do Solimões, atender até 81% do consumo regional de GLP<sup>9</sup> (ver Gráfico 4), considerando o fator de utilização de 67% registrado em 2022. Ao analisar tais aspectos, verifica-se a existência de um setor consolidado na região em seus diferentes segmentos, cumprindo o papel de atender à demanda por petróleo e derivados, em especial do GLP, e sob a perspectiva de mudanças com o potencial E&P da MEA.

Gráfico 4: Produção e Demanda de Combustíveis na Região Norte



1: inclui produção de GLP da REMAN e do Polo Urucu.

Fonte: elaboração própria com dados da ANP

## O que pode se projetar para a região?

A partir do histórico de atividades de E&P na Amazônia e as formas com as quais elas foram conduzidas, pode-se inferir que o aproveitamento de recursos na MEA ocasionará reflexos econômicos, sociais e ambientais distintos dos demais projetos de energia na região. Basta observar os impactos territoriais da construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (PA) – os quais ilustram a afirmação de que todo projeto de energia pode gerar impactos ao longo de seu ciclo de vida. Ao comparar esses fatores específicos, nota-se uma maior estabilidade para os projetos de óleo e gás.

<sup>6</sup> O mix de produção da REMAN inclui gasolina, diesel, GLP, nafta, querosene de aviação, asfalto, óleo combustível, óleo leve para turbinas elétricas e óleo para geração de energia.

<sup>7</sup> Vendas de Gasolina C na região Norte acumularam 3.334 mil m³ em 2022 (sendo 2.433,82 mil m³ de Gasolina A se subtraída parcela de 27% do etanol anidro). No mesmo ano, a REMAN produziu 576.435 m³ de Gasolina A.

<sup>8</sup> Vendas de Diesel B na região Norte acumularam 6.789,6 mil m³ em 2022 (sendo 6.110,64 mil m³ de Diesel A se subtraída parcela de 10% do biodiesel). No mesmo ano, a REMAN produziu 461.293 m³ de Diesel A.

<sup>9</sup> Vendas de GLP na região Norte acumularam 846,1 mil m³ em 2022 (sendo 735,5 mil m³ de GLP P-13 ao segmento residencial e 110,6 mil m³ de GLP P-Outros aos segmentos comercial e industrial). No mesmo ano, a REMAN e o Polo Urucu produziram, respectivamente, 17.794 m³ e 670.168 m³ de GLP.

Contudo, isso se baseia em um parâmetro diferente do relativo à Bacia Foz do Amazonas: o ambiente de instalação do empreendimento. As operações *offshore* compreendem fatores diferentes do *onshore*, sejam técnicos, logísticos e, principalmente, socioambientais. A existência de um setor pesqueiro tradicional e a vasta riqueza ecossistêmica local são aspectos determinantes para a viabilidade das atividades. Daí a necessidade de entender as diferentes nuances do contexto amazônico para delimitar formas seguras de mitigação de impactos.

Nesse caso, a exploração seria atrativa se as salvaguardas socioeconômicas e ambientais elencadas fossem implementadas e fortalecidas, alinhando os interesses do empreendimento às demandas da população e governos locais. A Amazônia (seja sua população ou meio ambiente) requisita um tratamento técnico que considere suas especificidades frente as demais porções do país, sobretudo por se tratar de uma região historicamente sensibilizada por ciclos econômicos intensivos - por isso a importância de um profundo levantamento de variáveis prós e contras.

Ainda considerando essa sensibilidade, é interessante ponderar quais os benefícios para o desenvolvimento regional que esse tipo de atividade poderia agregar. Pela via econômica, o repasse de *royalties* modificaria positivamente o atual panorama? E o quanto de recursos humanos locais seria aproveitado, em detrimento do deslocamento de profissionais de outras partes do país? Haveria um retorno de capital para a economia regional, de modo a permitir sua diversificação?

Entre oportunidades e desafios, ressalta-se a importância da Margem Equatorial para o setor energético brasileiro. O petróleo da FZAM, bem como das demais bacias potenciais, garantiria não apenas a reposição das reservas nacionais, mas, também, proporcionaria um incremento à segurança energética regional (desde que associada a operações de baixo carbono) se integrando às demais atividades O&G existentes e aos investimentos de transição para fontes de menor emissão.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2022**. Rio de Janeiro 2023.

\_\_\_\_\_. **As Áreas em Oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações**. Seminário Técnico. Apresentação de Eliane Petersohn, 2013. 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](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)>

ARAÚJO, S. M. V. G. **Licenciamento Ambiental: Base Normativa, Desafios na Implementação, Polêmicas e Perspectivas**. Brasília: IDP, 2023. Apresentação em formato eletrônico.

AZEVEDO, F. E. F. P. S. **Diversificação e Segurança Energética Europeia: Gás Natural e o Corredor Meridional**. 2014. 232 f. Dissertação (Mestrado em Ciência Política e Relações Internacionais) – Universidade Católica Portuguesa, Lisboa, 2014.

BARROS FILHO; A. K.; CARMONA, R. G.; ZALÁN; P. V. **Um Novo “Pré-Sal” no Arco Norte do Território Brasileiro?** 2021. 14 f. Nota técnica sobre a Margem Equatorial Brasileira.

BARROS FILHO; A. K.; FIGUEIREDO, A.; FARIA JUNIOR, L. E. C. **Avaliação de área sedimentar é necessária para Margem Equatorial?** Poder 360. Publicado em 12 de junho de 2023. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/opiniao/avaliacao-de-area-sedimentar-e-necessaria-para-margem-equatorial/>>.

BORBA, R. C.; SILVA NETO, R. Impactos das atividades offshore de exploração e produção de petróleo nas cidades: um estudo comparativo entre Macaé (Brasil), Ciudad Del Carmen (México) e Aberdeen (Reino Unido). In: SEMINARIO INTERNACIONAL DE LA RED DE INVESTIGADORES DE IBEROAMERICA, 10., 2008, Santiago de Querétaro. **Anais do Evento**. México: Red de Investigadores de Iberoamerica, 2008. p. 1958-1979.

CARTAXO, E. F. et al. O gás natural e a perspectiva de mercado no estado. **Revista Brasileira de Energia**, v. 12, n. 1.

CBIE ADVISORY. **Perspectivas para o Setor Energético em 2023 (Outlook 2023)**. Relatório Especial, Edição 008. São Paulo, 2023.

EIRAS, J. F. **Roteiro geológico do vale do rio Tapajós, borda Sul da Bacia do Amazonas, município de Itaituba**. Pará, Belém: HRT Oil & Gas. 2011. Relatório técnico interno.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Hidratos de Metano – Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2016.

\_\_\_\_\_. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Superintendência de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2022.

\_\_\_\_\_. **Zoneamento Nacional de Óleo e Gás**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2023.

FABIANOVICZ, R. Bacia do Pará-Maranhão: 11ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: ANP, 2013. Apresentação em formato eletrônico.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **CO<sub>2</sub> Emissions in 2022**. Paris: IEA, 2022.

JIMENEZ, E. A. et al. Value chain dynamics and the socioeconomic drivers of small-scale fisheries on the amazon coast: A case study in the state of Amapá, Brazil. **Marine Policy**, v. 115, p. 103856, 2020.

LOUREIRO, W. L. M. et al. A Indústria do Petróleo em Macaé: características e impactos socioeconômicos sob a ótica do desenvolvimento sustentável. **Revista Vértices**, v. 16, n. 2, p. 189-220, 2014.

MAIA, D. et al. **Perfuração marítima nos blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas**. Rio de Janeiro: Total E&P do Brasil, 2016. 64 p. Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

NASCIMENTO, N. et al. Atividade petrolífera offshore e sua relação com os impactos ambientais nos ecossistemas marinhos. **Meio Ambiente (Brasil)**, v. 3, n. 5, 2021.

NOGUEIRA, R. J. B.; NETO, T. O. A geografia do gás na Amazônia brasileira. **Revista Tempo do Mundo**, n. 27, p. 355-384, 2021.

PETERSOHN, E. As Áreas em Oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações – Seminário Técnico. Rio de Janeiro: ANP/SDB, 2013. Apresentação em formato eletrônico.

PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRAS). Plano Estratégico 2022 - 2026. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2022. Apresentação em formato eletrônico.

\_\_\_\_\_. Plano Estratégico 2024 – 2028. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2023a. Apresentação em formato eletrônico.

\_\_\_\_\_. Petrobras Santos Basin – Pre-Salt Oil Fields CCUS. Polônia: PETROBRAS, 2023b. Apresentação em formato eletrônico.

PEYERL, D. **O petróleo no Brasil: exploração, capacitação técnica e ensino de geociências (1864-1968)**. 1 ed. São Paulo: Editora UFABC, 2017.

ROCHA, H. V. **CO<sub>2</sub> geological storage in organic-rich shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Brazil**. 2021. 176 f. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

SANTOS, V. F.; MAIA, F. S.; PAZ, R. C. S. Comportamento do emprego formal no setor petrolífero do estado do Rio de Janeiro: uma análise diferencial-estrutural dos anos de 2005, 2014 e 2019. **Mundo Livre: Revista Multidisciplinar**, v. 8, n. 1, p. 80-99, 2022.

SAUER, I. L. **O papel do gás natural na matriz energética e o seu impacto no desenvolvimento sustentável na Amazônia**. In: II FÓRUM DE TEMAS DE INTERESSE DA AMAZÔNIA OCIDENTAL, Manaus: Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA), 2003. Apresentação em formato eletrônico.

SILVA NETO, R.; REIS FILHO, P. G.; BRITO, F. S. R. **Análise da estrutura setorial e do mercado de trabalho formal em Macaé no período 2012 - 2017**. Macaé: Prefeitura Municipal de Macaé, 2020.

SOARES, E. F. et al. Bacia do Pará-Maranhão. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 321-330, 2007.

SOLER, C. A cidade de Coari/AM e os reflexos da exploração de petróleo e gás natural pela Petrobrás (Paper 253). **Papers do NAEA**, v. 1, n. 1, 2009.

TRAVASSOS, R. M.; FREITAS, I. A. **Bacia da Foz do Amazonas: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Rio de Janeiro: ANP/SAG, 2021.

VALÉRIO, M. I. F. **Propagação e Influência do Ruído em Ambientes Aquáticos**. 2017. 77 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Ambiente) – Universidade de Coimbra, Coimbra, 2017.

XAVIER, T.; GORAYEB, A.; BRANNSTROM, C. Energia Eólica Offshore e Pesca Artesanal: impactos e desafios na costa oeste do Ceará, Brasil. **Geografia Marinha: oceanos e costas na perspectiva de geógrafos**. Rio de Janeiro: PGGM, p. 608-630, 2020.

## AUTORES



**Gabriel Lobato Cardoso** é Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo e Bacharel em Geofísica pela Universidade Federal do Pará. Atua no Grupo de Pesquisas em Armazenamento Geológico de Carbono (CCS-USP) e no Grupo de Estudos em Recursos Energéticos da Amazônia. É especialista em Gás Natural Não Convencional na Bacia do Amazonas e desenvolve pesquisas relacionadas ao potencial da Margem Equatorial Amazônica. É Sócio-Proprietário da Geoenergy Educ, uma empresa de cursos e palestras para aperfeiçoamento de recursos humanos no setor de energia.



**Karina Farias Neves** é Mestranda em Ciências, com ênfase em Tecnologias da Energia, pelo Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo e Bacharel em Geofísica pela Universidade Federal do Pará. Atua no Grupo de Estudos em Recursos Energéticos da Amazônia e como Conselheira da Regional Norte da Sociedade Brasileira de Geofísica. Pertence ao time de Inteligência Artificial da Ford Motor Company desde 2021. Desenvolve estudos quanto ao arcabouço geológico-geofísico da Margem Equatorial Brasileira, com foco nas Bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. Também é Sócia-Proprietária da Geoenergy Educ.



**João Victor Marques Cardoso** é Pesquisador da FGV Energia, com foco em estudos relativos à indústria de petróleo e gás, biocombustíveis e outras tecnologias de baixo carbono. Ao longo de sua carreira, também acumulou mais de 8 anos de experiência em análise geopolítica e gestão de crises como membro integrante do Núcleo de Avaliação da Conjuntura da Escola de Guerra Naval. Concluiu o mestrado em Ciência Política pela Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (UNIRIO) e o bacharelado em Relações Internacionais pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com ênfase em cooperação internacional para o desenvolvimento. O seu trabalho inclui artigos e capítulos de livros que se aprofundam em mudanças climáticas, transição energética, segurança energética, geopolítica da energia e políticas de descarbonização.

MANTENEDORES FGV ENERGIA

