

IMPACTO ECONÔMICO DA EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NA MARGEM EQUATORIAL NO BRASIL

Bruno Novais Matias dos Santos¹
Celso Bissoli Sessa²

RESUMO

A exploração de petróleo e gás na Margem Equatorial brasileira é considerada essencial para manter a produção nacional diante do esgotamento de campos maduros. Este estudo analisa os impactos econômicos dessa exploração utilizando a Matriz Insumo-Produto (MIP). Dois cenários são simulados: o primeiro, de curto prazo, avalia os efeitos dos investimentos previstos pela Petrobras até 2029, com base na Matriz de Absorção de Investimentos (MAI); o segundo estima os impactos da produção de petróleo ao longo de 10, 15 e 20 anos, considerando diferentes níveis de produção. Os resultados indicam que a exploração da Margem Equatorial pode gerar efeitos econômicos significativos em diversas variáveis, reforçando seu potencial estratégico para o país. No entanto, o estudo alerta para as limitações metodológicas da análise, recomendando cautela na interpretação dos resultados. O trabalho contribui para o debate sobre a nova fronteira petrolífera, equilibrando seus potenciais benefícios e desafios.

Palavras-Chave: Margem Equatorial; Petróleo e Gás; Matriz Insumo-Produto.

ECONOMIC IMPACT OF OIL AND GAS EXTRACTION IN THE EQUATORIAL MARGIN OF BRAZIL

ABSTRACT

Oil and gas exploration in Brazil's Equatorial Margin is considered essential to sustaining national production levels, given the decline of mature fields. This study analyzes the economic impacts of exploration in the region using the Input-Output Matrix (IOM). Two scenarios are simulated: the first, a short-term analysis, assesses the effects of Petrobras' planned investments in the region through 2029, based on the Investment Absorption Matrix (IAM); the second estimates the impacts of oil production over 10, 15, and 20 years, considering different production potential levels. Results indicate that exploration in the Equatorial Margin could generate significant economic effects across several variables, highlighting its strategic potential for the country. However, the study also notes methodological limitations and recommends caution in interpreting the findings. The research contributes to the ongoing debate on this new oil frontier, weighing its potential benefits against the technical, environmental, and regulatory challenges involved.

Keywords: Equatorial Margin; Oil and Gas; Input-Output Matrix.

Classificação JEL: Q32.

Área de submissão: Área 4 - Crescimento econômico e desenvolvimento regional.

Introdução

A indústria de petróleo e gás (P&G) ocupa uma posição estratégica na economia brasileira, sendo responsável por uma parcela significativa do Produto Interno Bruto (PIB), da arrecadação fiscal e das exportações do país. Ao longo das últimas décadas, o Brasil deixou de ser importador para se tornar exportador líquido de petróleo, alcançando a autossuficiência energética em 2006 (PINTO JR., 2016). Esse avanço foi consolidado com a descoberta da camada pré-sal, que transformou o país em um dos principais produtores globais.

¹ Mestre em Economia pelo PPGeco/UFES. E-mail: bmatias1775@gmail.com

² Professor do Programa de Pós-Graduação em Economia da UFES. E-mail: celso.sessa@ufes.br

Contudo, o amadurecimento dos campos do pré-sal aponta para a necessidade de substituição das reservas atuais, sob risco de queda da produção na próxima década (ZALÁN, 2024). Nesse cenário, destaca-se a Margem Equatorial brasileira como a nova fronteira exploratória mais promissora. Localizada ao norte do país, a região compreende cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. A semelhança geológica com áreas petrolíferas da África Ocidental e da vizinha Guiana — onde foram registradas descobertas expressivas desde 2007 — tem sustentado o otimismo em relação ao seu potencial (EPE, 2024; ZALÁN et al., 2019).

Apesar das perspectivas geológicas favoráveis, a exploração da Margem Equatorial enfrenta entraves relacionados ao licenciamento ambiental. A região abriga ecossistemas sensíveis, especialmente os recifes de corais da Foz do Amazonas, cuja preservação é defendida por especialistas e organizações ambientais (MOURA et al., 2016; CORDEIRO et al., 2015). Soma-se a isso a crescente pressão internacional por descarbonização da matriz energética, o que impõe desafios à expansão de investimentos em combustíveis fósseis em plena transição energética (DO RIO, 2023). Por outro lado, setores produtivos defendem que o petróleo continuará desempenhando papel central na economia global nas próximas décadas, sendo essencial para a segurança energética (IEA, 2021).

Nesse contexto, compreender os impactos econômicos da exploração na Margem Equatorial torna-se fundamental para embasar decisões estratégicas. A atividade de exploração e produção offshore demanda altos investimentos e envolve cadeias produtivas complexas, o que exige uma avaliação ampla de seus efeitos sobre a economia brasileira. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) mostram, por exemplo, que a interrupção de investimentos no setor de P&G poderia gerar perdas fiscais de até R\$ 2,4 trilhões até 2055.

Diante disso, o presente estudo utiliza a metodologia de Matriz Insumo-Produto (MIP) para estimar os impactos econômicos de possíveis cenários de exploração na Margem Equatorial. Trata-se de uma ferramenta consagrada na análise de interdependência entre setores, que permite quantificar efeitos diretos, indiretos e induzidos sobre variáveis como PIB, emprego, remunerações, importações e arrecadação tributária. Essa abordagem permite compreender o encadeamento das atividades de P&G com outros setores e estimar a magnitude dos efeitos sobre a economia nacional.

Dois blocos de simulação são desenvolvidos neste trabalho. O primeiro considera os investimentos planejados pela Petrobras até 2029, com base em seu Plano de Negócios (PETROBRAS, 2024). O segundo simula os efeitos da produção acumulada de petróleo na região em horizontes de 10, 15 e 20 anos, com base em projeções da EPE (2024), considerando três cenários distintos de contribuição da Margem Equatorial para a produção nacional. Embora os cenários envolvam incertezas, os resultados obtidos fornecem elementos relevantes para o debate energético e as decisões de política pública.

A seguir, a seção 1 apresenta um panorama do setor de petróleo e gás no Brasil, abordando sua evolução histórica, os seus marcos regulatórios e sua importância econômica. Na seção 2, são discutidas as características da Margem Equatorial, seu potencial petrolífero e os desafios em torno da exploração de petróleo na região. A metodologia e insumos utilizados são detalhados na seção 3. Na seção 4, são definidas as estratégias para os choques utilizados na matriz, enquanto na seção 5 são apresentados os resultados. Por último, são apresentadas as considerações finais, destacando as principais conclusões do estudo, suas limitações e sugestões para próximas pesquisas.

1. O Setor de Petróleo e Gás no Brasil

O período pré-criação da Petrobras (1953) e de seu monopólio estatal foi marcado pela livre exploração, em que o proprietário do terreno onde era encontrado o petróleo poderia livremente explorá-lo. Neste ínterim, emergia uma noção nacionalista para o setor de petróleo, motivando a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938, que estabeleceu as bases para a regulação do setor, limitando a participação estrangeira e incentivando a pesquisa e a produção nacionais. A campanha “O petróleo é nosso” fortaleceu o movimento em defesa do monopólio estatal, culminando na criação da Petrobras pela Lei nº 2.004/1953, com a missão de abastecer o mercado interno e buscar

a autossuficiência. Desde o início, a companhia priorizou o refino e a verticalização da indústria, absorvendo tecnologia e capital humano estrangeiro (PINTO JR, 2016).

Nos primeiros anos, diante da baixa internacional dos preços do petróleo, a Petrobras optou por expandir seu parque de refino, visando à verticalização da cadeia produtiva (PINTO JR, 2016). Ainda que a produção estivesse restrita ao ambiente terrestre até 1968, esse período foi marcado por descobertas importantes. No entanto, a produção interna ainda era insuficiente frente à crescente demanda nacional. Na segunda metade dos anos 1960, com indícios promissores na plataforma continental, a Petrobras iniciou sua transição para o ambiente marítimo. A primeira descoberta offshore ocorreu no campo de Guaricema (SE), em 1968 (DIAS; QUAGLINO, 1993). Apesar dos desafios técnicos, o avanço offshore tornou-se prioridade estratégica, com investimentos crescentes em exploração e produção em águas rasas.

O primeiro choque do petróleo, em 1973, tornou urgente a redução da dependência externa. A forte alta nos preços e a escassez no mercado internacional comprometeram a balança comercial brasileira (IPEA, 2010). A descoberta do campo de Garoupa, em 1974, na Bacia de Campos, reforçou as expectativas de autossuficiência e atraiu novos investimentos (MILANI et al., 2000). Na década de 1980, o sucesso da Bacia de Campos levou a Petrobras a investir em águas profundas, desafiando os limites tecnológicos da época.

Uma nova era para a indústria de petróleo e gás no Brasil iniciou em 1997. A promulgação da “Lei do Petróleo” estabeleceu um novo marco regulatório baseado na abertura do setor ao investimento privado e à lógica de mercado. Essa legislação foi precedida pela Emenda Constitucional nº 9/1995, que rompeu o monopólio da Petrobras nas atividades de E&P. A lei manteve a propriedade da União sobre os recursos de petróleo e a propriedade acionária majoritária da Petrobras, preservando também sua capacidade operacional e a propriedade nas áreas de produção em que estava operando (PINTO JR, 2016). Com a nova lei, empresas nacionais e estrangeiras poderiam realizar atividades relativas à cadeia de valor da indústria de P&G, com a Petrobras concorrendo em livre competição. O segmento de E&P, no entanto, funcionaria pelo regime de concessões, enquanto os demais segmentos da cadeia passariam por um processo autorizativo (BRASIL, 1997).

Já o órgão regulador do setor criado pela lei foi a Agência Nacional de Petróleo (ANP), cujas funções seriam a regulação, a contratação e a fiscalização da indústria de petróleo e gás natural no Brasil³. A partir de 1999, a ANP realizou rodadas anuais de licitação até 2008. Até a quarta rodada, em 2002, o valor do bônus de assinatura⁴ era o principal parâmetro para a empresa vencer o leilão. Após a quinta rodada, passou a ter maior peso para a avaliação das ofertas o Programa Exploratório Mínimo⁵ (PEM) e o percentual mínimo de conteúdo local⁶ de bens e serviços. A mudança do marco regulatório do setor de P&G ampliou o esforço exploratório no país, o que resultou num salto nas reservas e produção de petróleo⁷.

O bom andamento das atividades exploratórias em áreas sob o regime de concessão propiciou a descoberta na camada pré-sal, em 2006. As informações levantadas sobre a região logo a fizeram ser considerada uma promissora fronteira petrolífera, com um volume de recursos capaz de superar todas as reservas provadas no país naquele momento (CASELLI, 2012). Com a incorporação das

³ Entre suas diversas atribuições, caberia à ANP implementar o regime de concessões via licitação pública. Esse modelo buscava, a partir do leilão de novas áreas, estimular a concorrência no segmento de E&P, atrair novas petroleiras para o setor, ampliar os investimentos e o desenvolvimento de tecnologias no país, estimular a descoberta de novas reservas e aumentar a arrecadação governamental. Quanto ao último ponto, foi especificado um conjunto de participações governamentais incidentes sobre as atividades de E&P, sendo elas: bônus de assinatura; royalties; participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área (PINTO JR, 2016).

⁴ Ver mais em CÂMARA DOS DEPUTADOS (2010): <https://www.camara.leg.br/noticias/132900-bonus-de-assinatura>

⁵ Ver mais em ANP (2020): <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/progrma-exploratorio-minimo>.

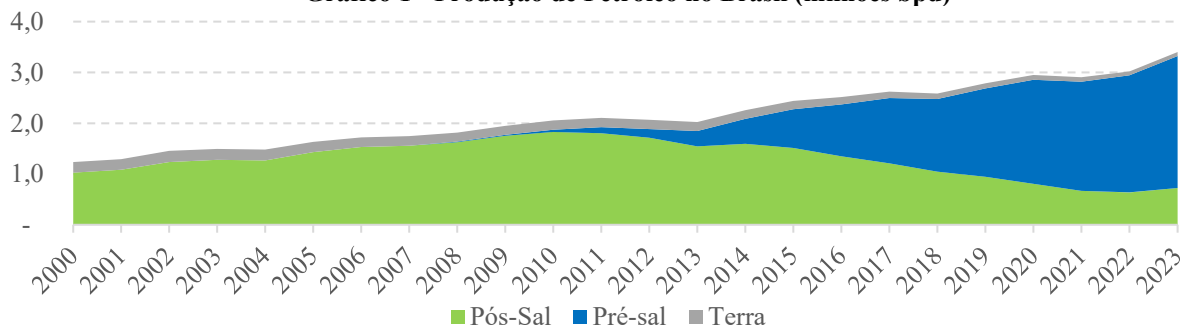
⁶ Ver mais em ANP (2020): <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/conteudo-local>

⁷ Entre 1998 e 2007, a taxa de crescimento médio anual da produção foi de 6,47%, enquanto as reservas cresceram 5,14% no mesmo período. Esse crescimento da produção levou o Brasil a alcançar a tão sonhada autossuficiência em petróleo em 2006. Já em relação às participações governamentais, o valor saiu de R\$ 283,7 milhões em 1998 para 14,7 bilhões em 2007.

novas reservas, o Brasil se colocou como um *player* de grande peso no cenário internacional de produção petrolífera.

Diante da relevância estratégica da nova província, o governo suspendeu a 9ª rodada da ANP em 2007 e iniciou uma revisão do marco regulatório⁸ (CASELLI, 2012). Essa revisão resultou na Lei nº 12.351/2010, que criou o regime de partilha de produção para o pré-sal, mantendo o regime de concessão para as demais áreas. Nessa nova lógica, a propriedade do óleo extraído é da União, e as empresas contratadas recebem parcela do excedente em óleo, após descontados os custos (BRASIL, 2010). A produção do pré-sal teve início em 2008 e, ao longo da década seguinte, consolidou-se como a principal fronteira produtiva do país. Em 2018, ultrapassou a produção do pós-sal e em terra, e, em 2023, já representava cerca de 80% da produção nacional, que atingiu 3,4 milhões de barris por dia (ANP, 2024).

Gráfico 1 - Produção de Petróleo no Brasil (milhões bpd)



Fonte: ANP. Elaboração própria.

Com esse crescimento na exploração e produção de petróleo, o Brasil passou a exercer um papel de destaque no setor de óleo e gás mundial, ocupando a 8ª posição entre os maiores produtores⁹ (IBP, 2024). Para os próximos anos é aguardada a continuidade da expansão da produção nos campos do pré-sal, o que deve levar o Brasil a alcançar a produção de 5,3 milhões de bpd em 2030, representando um crescimento de 47% em relação à produção de 2023. Contudo, já no início da próxima década, a projeção é para o início da queda da produção, motivada pelo declínio natural dos campos do pré-sal (EPE, 2024). O campo de Tupi, por exemplo, que é historicamente o maior produtor do país, está em declínio desde 2020¹⁰ (NUNES, 2024).

Frente ao amadurecimento do pré-sal e do declínio da região pós-sal, ampliar o horizonte de reservas petrolíferas exigirá a migração para fronteiras até então não exploradas. Dentre as candidatas a garantir a recomposição de reservas, destaca-se a região da Margem Equatorial. Desde as descobertas em águas profundas na porção africana da Margem Equatorial seguida pelo sucesso exploratório da vizinha Guiana, uma série de estudos levou a uma expectativa muito otimista da indústria brasileira de P&G em relação ao potencial de acumulações que a região pode oferecer.

⁸ Segundo Caselli (2012), essa revisão estava ancorada em cinco fatores principais: nas características geológicas diferenciadas da província petrolífera então descoberta; no cenário internacional positivo do ponto de vista do preço do petróleo; na importância estratégica permanente do óleo como fonte energética dominante mundialmente; no fortalecimento da Petrobras como empresa líder no segmento de E&P no Brasil; e no interesse explícito do governo, como ente político, de aumentar o controle do Estado sobre os recursos petrolíferos nacionais.

⁹ Além disso, o bom desempenho do setor é refletido em um encadeamento de efeitos positivos na economia. Estima-se que a indústria de P&G responda por 17% do PIB industrial brasileiro e contribua com 10% formação bruta de capital fixo (EPE, 2024). O petróleo vem aumentando substancialmente sua participação nas exportações brasileiras nas últimas décadas, sendo em 2024 o principal item da pauta exportadora. Quanto às participações governamentais, a soma do valor distribuído em *royalties* e participação especial saltou de R\$ 3,0 bilhões em 2000 para R\$ 95,6 bilhões em 2023 (ANP, 2024).

¹⁰ Um campo de petróleo tem um ciclo de vida formado por cinco fases: 1) exploração; 2) desenvolvimento; 3) início de vida (produção); 4) maturidade; e 5) abandono. O pico de produção ocorre na fase 3. Em seguida, o poço entra em declínio, quando então é declarado campo maduro (IBP, 2025).

2. Margem Equatorial

A Margem Equatorial brasileira abrange as bacias marítimas de exploração e produção de petróleo e gás próximas à linha do Equador, ao norte do território brasileiro, enquanto as demais bacias brasileiras se localizam ao leste da costa, compondo a Margem Leste. A região da Margem Equatorial confronta com o território dos estados do Amapá, Pará, Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte, ao longo de 128 municípios costeiros. São cinco as bacias que abrangem a área no Brasil: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

Figura 1 - Mapa das Bacias Marítimas no Brasil



Fonte: ANP, 2024.

Na década de 1960 ocorreram as primeiras pesquisas sísmicas em ambiente marinho e, na década de 1970, as primeiras perfurações de poços em águas rasas. Nas décadas seguintes, os esforços exploratórios seguiram, no entanto, em sua maioria, obtiveram pouco sucesso¹¹ (DOS ANJOS, 2024). Em 2007, a descoberta do campo de Jubilee, na porção africana da Margem Equatorial, despertou interesse na fronteira brasileira da região petrolífera. Isso porque as partes brasileiras e africanas compartilham a mesma evolução geológica¹², sendo esperado que os recursos petrolíferos encontrados em águas profundas no continente africano também sejam encontrados no Brasil¹³.

Já do lado sul-americano do Oceano Atlântico Equatorial, a primeira descoberta significativa ocorreu na Guiana Francesa em 2011, com a descoberta do campo de Zaedyus, localizado a apenas 50 km da fronteira com a bacia da Foz do Amazonas. Dessa forma, a Margem Equatorial brasileira contava com duas fortes evidências de potencial petrolífero: a semelhança geológica com as bacias africanas e a contiguidade com a Guiana. A partir dessas descobertas, uma série de estudos geológicos e levantamentos sísmicos foram realizados na área para conhecimento das operadoras. Esses estudos indicaram que os sistemas petrolíferos em questão contavam com estruturas muito promissoras para acumulação de hidrocarbonetos (CLARK, 2023). Assim, criavam-se expectativas muito otimistas em relação à oferta de blocos desta região pela ANP em uma nova rodada.

Em 2013, ocorreu a 11ª rodada que, impulsionada pelo ânimo das operadoras com os blocos da Margem Equatorial, atingiu recordes de valores em bônus de assinatura e Programas Exploratórios

¹¹ Naquele momento, o eixo de produção de petróleo no Brasil era a Bacia de Campos, na Margem Leste, que iniciava o auge de sua produção nas décadas de 1980 e 1990.

¹² A correlação transatlântica entre Gana/Costa do Marfim e Barreirinhas e, adicionalmente, da Foz do Amazonas/Pará-Maranhão com as descobertas em Libéria/Serra Leoa, se dá por analogia, através dos elementos tectônicos de ligação entre a África e a América do Sul denominados de Zonas de Fratura Oceânica Romanche e São Paulo. As bacias geológicas estiveram juntas/próximas ao longo da evolução da abertura do Oceano Atlântico Equatorial e sua separação se deu ao longo desta Zona de Fratura; daí deduzir-se a presença dos mesmos sistemas petrolíferos (ZALÁN, 2024).

¹³ No campo de Jubilee foram encontrados mais de dois bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis e atualmente cerca de 100 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) são produzidos na área (TULLOW OIL, 2023).

Mínimos (PEM)¹⁴. Na rodada, 17 empresas diferentes arremataram 45 blocos na Margem Equatorial brasileira, com blocos adquiridos nas cinco bacias. Paralelamente, a exploração nos vizinhos sul-americanos avançava significativamente e novas descobertas eram anunciadas. Na Guiana, a descoberta do campo de Liza no bloco Stabroek em 2015 confirmou o potencial petrolífero da região. Desde então, a ExxonMobil, principal operadora no país, já anunciou mais de 30 descobertas de hidrocarbonetos no bloco que somam mais de 11 bilhões de barris de óleo equivalente (boe)¹⁵ (EXXONMOBIL, 2025), o que representa cerca de 70% de todas as reservas brasileiras¹⁶.

O sucesso exploratório na Guiana provocou uma migração de petroleiras em busca de reservas no país vizinho, o Suriname. Com geologia marítima semelhante, a primeira descoberta relevante no país ocorreu em 2020, quando o consórcio da Total Energies e Apache anunciaram descobertas no poço Maka Central (STAATSOLIE, 2025). Com o avanço da atividade petrolífera dos países vizinhos, alimenta-se ainda mais a esperança de descobertas análogas em território brasileiro. Essa expectativa tem sido corroborada por uma série de estudos que mostram semelhança entre as bacias brasileiras com as africanas e as vizinhas sul-americanas¹⁷.

No Brasil, por sua vez, a atividade exploratória na margem equatorial pouco avançou. As empresas, os órgãos governamentais e a academia acumularam muito conhecimento a partir do levantamento de dados sobre a Margem Equatorial, porém as operadoras encontraram dificuldades para responder às exigências do IBAMA e obter o licenciamento ambiental necessário para perfurar os poços. Em agosto de 2014, foi realizado o pedido de licenciamento ambiental para expedição de exploração e prospecção de petróleo no bloco FZA-M-59, pertencente à bacia da Foz do Amazonas, pelas empresas BP Energy do Brasil Ltda. (detentora de 70% do bloco) e Petrobras (detentora de 30% do bloco) (GONÇALVES; LEUZINGER, 2024). O bloco FZA-M-59 se localiza a cerca de 175 km da costa de Amapá, a 2.880 metros de profundidade.

Na sequência, estudos de impacto ambiental foram enviados ao órgão, além da realização de audiências públicas. Contudo, o IBAMA solicitou complementações e ajustes aos estudos enviados pela BP devido a inconsistências no estudo ambiental, que não atendeu a todos os pedidos, levando a empresa a transferir a titularidade da operação para a Petrobras em 2020 (IBAMA, 2023). Em 2021, a Petrobras comprou a participação da BP e passou a responder aos pedidos do IBAMA para obter o licenciamento. Após uma série de tratativas, em maio de 2023, o IBAMA indeferiu¹⁸ a licença ambiental para a perfuração de poços no bloco FZA-M-59. Situação semelhante ocorreu com a Total¹⁹, que teve licenças negadas para cinco blocos e acabou vendendo sua participação à Petrobras.

Com a compra dos blocos, a Petrobras se tornou a principal operadora na bacia da Foz do Amazonas. A estatal brasileira ainda insiste na perfuração de poços no bloco FZA-M-59, continuando, portanto, com o pedido de licenciamento ambiental junto ao IBAMA. A Margem Equatorial é a principal aposta da Petrobras para recompor novas reservas petrolíferas, e para isso, em seu mais recente Plano de Negócios, a empresa informou que pretende investir cerca de US\$ 3,0 bilhões na região e perfurar 15 poços até 2029²⁰ (PETROBRAS, 2024). A dificuldade de exploração

¹⁴ Somente na região, o bônus de assinatura ultrapassou R\$ 2 bilhões, volume muito maior do que o levantado nas rodadas anteriores (ANP, 2025), com destaque para as bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas. Já em relação ao PEM, o valor totalizou cerca de R\$ 4,2 bilhões.

¹⁵ Desde o início da produção, em 2019, a empresa já extraiu mais de 500 milhões de barris no bloco Stabroek e pretende ampliar sua produção para 1,3 milhão de barris de petróleo por dia em 2027.

¹⁶ Valor calculado a partir das reservas brasileiras em 2023.

¹⁷ Zalán *et al.* (2019), Da Cruz *et al.* (2021), Pellegrini *et al.* (2018) e Da Silva *et al.* (2021).

¹⁸ Os principais motivos para o indeferimento do IBAMA foram: inconsistências nos estudos ambientais; ausência da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS); não apresentação de medidas específicas no Plano de Comunicação Social para as comunidades indígenas; e o Plano de Proteção à Fauna (IBAMA, 2023).

¹⁹ Em 2015, a petroleira iniciou o processo de licenciamento ambiental para perfurar poços nos blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127, todos na bacia da Foz do Amazonas. A Total era operadora dos blocos, que pertencia a um consórcio que também contava com a BP e a Petrobras. A licença ambiental foi negada em definitivo à empresa em dezembro de 2018 por falta de informações complementares sobre o impacto ambiental da exploração na região (IBAMA, 2018).

²⁰ Em 2024 perfurou dois poços exploratórios na bacia Potiguar. Os poços Anhangá e Pitu Oeste se localizam próximo à fronteira dos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte. Contudo, o foco exploratório é a Bacia da Foz do Amazonas.

nas bacias no oceano equatorial levou à devolução de alguns blocos arrematados nas rodadas da ANP. Desde 2023, são 34 blocos sob contrato de 7 empresas (ANP, 2025) Além da Petrobras, as demais empresas concessionárias indicam forte interesse de investimento na região²¹.

A exploração na Margem Equatorial, por sua vez, é vista com preocupação por especialistas na área ambiental. Desde o avanço das pesquisas que revelaram o potencial petrolífero do local e com a grande oferta de concessões na 11ª rodada, iniciou-se um intenso debate quanto ao impacto ambiental da exploração de recursos extrativos nessa região. Essa discussão se concentra mais especificamente na exploração na bacia da Foz do Amazonas, considerada uma área com biodiversidade marinha e costeira sensível à atividade de exploração e produção de petróleo e gás (ICMBIO, 2023).

A presença de sistemas de recifes de corais na foz do rio Amazonas foi confirmada por Moura *et al* (2016). Esses sistemas são extremamente ricos em biodiversidade e altamente sensíveis a um possível derramamento de óleo, por exemplo. Neste sentido, um dos argumentos do IBAMA para o indeferimento da perfuração de poços no bloco FMZ-M-59, localizado próximo às áreas dos recifes amazônicos, foi a falta de condições operacionais para responderem a possíveis emergências (GONÇALVES; LEUZINGER, 2024). Adicionalmente, as mudanças climáticas e a descarbonização entraram na pauta global e um dos principais pilares da transição energética é o abandono gradual dos combustíveis fósseis (ONU, 2024). Esse cenário também gerou muitos questionamentos quanto à intensão de exploração de novas fronteiras petrolíferas no Brasil, uma vez que os esforços para expansão de energia deveriam estar voltados a matrizes renováveis.

Diante disso, organizações da sociedade civil têm se manifestado contrárias à extração de petróleo e gás, em especial na bacia da Foz do Amazonas. Em abril de 2023, 80 organizações enviaram um documento a ministérios e órgãos do governo federal solicitando que o IBAMA não emitisse a licença de operação para perfurações no bloco FZA-M-59. Entre os argumentos do pedido estão a fragilidade de resposta em caso de danos ambientais e a crítica ao aumento de fronteiras exploratórias para petróleo e gás em meio à crise climática e de biodiversidade (ACTIONAID *et al.*, 2023).

Por outro lado, organizações ligadas ao setor de petróleo e gás e ao setor produtivo como um todo defendem a exploração na principal nova fronteira petrolífera brasileira. Até o momento, a Margem Equatorial é vista por essas entidades como a principal fronteira capaz de adicionar volumes significativos às reservas brasileiras, permitindo manter o patamar elevado da produção prevista para a próxima década. De acordo com a Petrobras a empresa tem capacidade e expertise para explorar o óleo na região sem trazer riscos ambientais e que o plano da empresa para resposta a emergências cumpre os requisitos técnicos, além de atuar em diversos projetos ambientais previsto no licenciamento do bloco FZA-M-59 (PETROBRAS, 2024).

Quanto à transição energética, o esperado é que não ocorra uma substituição imediata das fontes energéticas, mas sim um avanço gradual das fontes renováveis de energia, enquanto o setor de petróleo e gás desempenha um papel complementar nesse processo. O abandono do petróleo como fonte de energia significaria uma crise sem precedentes no fornecimento global de energia. Deste modo, a demanda global de petróleo e gás continuará significativa nas próximas décadas e exigindo novos investimentos exploratórios (IEA, 2021). O setor de P&G também argumenta que uma ruptura na procura de novas fronteiras ocasionaria a perda da autossuficiência energética do país, além de um recuo importante de arrecadação que poderia viabilizar diversos investimentos em infraestrutura social, sobretudo nos estados adjacentes à Margem Equatorial.

²¹ Em relação aos investimentos previstos na fase de exploração captados no Plano de Trabalho Exploratório (PTE), que permite o acesso a informações mais detalhadas a respeito das atividades no âmbito da fase de exploração dos contratos de E&P, os dados atualizados em janeiro de 2024 mostram que estão previstos, entre 2024 e 2027, R\$ 18,3 bilhões em atividades exploratórias no Brasil, dos quais R\$ 11,1 bilhões serão direcionados à Margem Equatorial, isto é, cerca de 60% (ANP, 2025), indicando que mesmo com as dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental as operadoras dos blocos da região possuem muito interesse em sua exploração. Entre as bacias marítimas brasileiras com maior volume de investimentos, destaca-se a bacia da Foz do Amazonas, evidenciando que a atividade exploratória da região da Margem Equatorial deve se concentrar nesta bacia (ANP, 2024).

3. Metodologia

3.1 Matriz Insumo-Produto

A matriz de insumo-produto, desenvolvida por Wassily Leontief, é uma ferramenta analítica que representa as interações econômicas entre os setores de uma economia por meio de equações lineares. Ela permite compreender as interdependências produtivas e é amplamente utilizada em estudos econômicos (MILLER; BLAIR, 2009). Sua construção baseia-se em dados detalhados sobre os fluxos de insumos e produtos entre os setores, obtidos por instituições como o IBGE.

Quadro 1 - Matriz Insumo-Produto

	Demanda Intermediária				Demanda Final	Valor da Produção
	Setor 1	Setor 2	...	Setor n		
Setor 1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1n}	Y_1	X_1
Setor 2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2n}	Y_2	X_2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Setor n	x_{n1}	x_{n2}	...	x_{nn}	Y_n	X_n
Valor Adicionado	Z_1	Z_2	...	Z_n		
Valor da Produção	X_1	X_2	...	X_n		

Fonte: Sessa (2019).

A MIP é uma matriz quadrada de ordem “ $n \times n$ ”, na qual cada elemento a_{ij} , representa a quantidade de insumo do setor i necessária para produzir uma unidade do setor j . Cada coluna reflete o consumo intermediário dos setores e a diagonal principal indica o consumo de insumos próprios. À direita, encontra-se o vetor de demanda final Y_i , que abrange exportações, consumo público e privado, formação de capital fixo e variação de estoques. O vetor de produção X_i representa a produção total de cada setor, e o vetor de valor adicionado Z_i expressa a diferença entre produção total e insumos consumidos. As transações ocorrem na mesma unidade monetária, possibilitando o cálculo do coeficiente técnico, que indica a participação do consumo intermediário em um setor específico, dividindo-o pelo valor da produção (SESSA, 2019). Assim, tem-se a seguinte equação:

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_j} \quad (1)$$

onde: a_{ij} representa o coeficiente técnico; x_{ij} representa o consumo intermediário; X_j representa o valor da produção do setor. Para um determinado setor, o valor de produção (X_1) é calculado da seguinte forma:

$$X_1 = a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \dots + a_{1n}X_n + Y_1 \quad (2)$$

Na forma matricial, tem-se:

$$(I - A)X = Y \quad (3)$$

onde X representa o vetor de variáveis e Y o vetor de demanda final. A matriz de Leontief é representada pela matriz $(I - A)$. Invertendo a matriz de Leontief, tem-se:

$$X = (I - A)^{-1} \times Y \quad (4)$$

Assim, é evidenciada a relação entre a variação da demanda final devido a uma variação na produção:

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y \quad (5)$$

3.2 Matriz de Absorção de Investimentos

Para estimar os investimentos setoriais, foi utilizada a Unidade Padrão de Investimentos (UPI) da Matriz de Absorção de Investimentos (MAI), que integra a Matriz Insumo-Produto (MIP) e permite desagregar a Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) por setor demandante. Como os

investimentos não impactam diretamente os setores finais, mas sim os fornecedores de insumos, a simulação considerou as especificidades de alocação setorial com base na UPI, metodologia reconhecida em análises de impacto econômico (SESSA, 2019; FREITAS, 2009).

3.3 Bases de Dados

Para o estudo foram utilizadas as matrizes de insumo-produto para o Brasil de 2021, com base na versão mais recente das Tabelas de Recursos e Usos (TRU) divulgadas pelo IBGE. A matriz brasileira é dividida em 51 setores econômicos²² e foi construída a partir dos dados das contas nacionais. Já o cálculo da matriz foi realizado pelo Centro de Estudos Computacionais em Equilíbrio Geral (CECEG) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). O choque aplicado na matriz permite simulações de impactos para as variáveis socioeconômicas.

4. Definição do Choque e Estratégias de Simulação

4.1 Investimentos da Petrobras

O Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras detalham os investimentos da empresa em seus diversos segmentos de atuação. Para a exploração, a empresa prevê US\$ 7,9 bilhões, sendo US\$ 3,0 bilhões para a Margem Equatorial, o que representa 38% do total (PETROBRAS, 2024). Este montante destinado à exploração na Margem Equatorial foi utilizado para estimar os impactos econômicos via modelo de insumo-produto, que foi multiplicado pela média diária do dólar em 2024. A Tabela 1 apresenta a estimativa do vetor de choque na MIP em termos de Unidade Padrão de Investimentos da Matriz de Absorção de Investimentos.

Tabela 1 - Distribuição dos Investimentos conforme a UPI da MAI (R\$ milhões)

Setor	Valor	Setor	Valor
Produtos de metal	1.715,54	Móveis e produtos das indústrias diversas	8,13
Máquinas e equipamentos	3.592,12	Construção civil	0,00
Eletrodomésticos e material eletrônico	0,28	Comércio	1,01
Máquinas para escritório e material eletrônico	7.298,26	Transporte armazenagem e correio	2.357,8
Automóveis camionetas caminhões e ônibus	2,05	Atividades imobiliárias e aluguéis	379,8
Outros equipamentos de transporte	26,08	Serviços prestados às empresas	0,00

Fonte: Elaboração própria a partir da MAI do CECEG/UFES.

4.2 Simulações da Produção de Petróleo na Margem Equatorial

A Margem Equatorial ainda não conta com reservas comprovadas de hidrocarbonetos, assim, cabe ao trabalho propor uma estimativa de produção para a Margem Equatorial para seja a base do choque que estime os efeitos econômicos da exploração na nova fronteira. Essa estimativa, no entanto, está fundamentada numa série de estudos e estimativas levantadas sobre o potencial petrolífero da região e do contexto produtivo brasileiro.

No Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) foram traçadas estratégias e metas de longo prazo para o setor energético brasileiro ao longo do horizonte de 2050 (MME; EPE, 2020)²³. Recentemente, um estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2024) comparou dois cenários para a produção de petróleo e gás no país. Em um deles, foi comparado a interrupção nos investimentos em exploração e produção em confronto com a continuidade dos investimentos em E&P, que prevê a inclusão de Recursos não Descobertos (RND)²⁴ na previsão, como mostra a figura

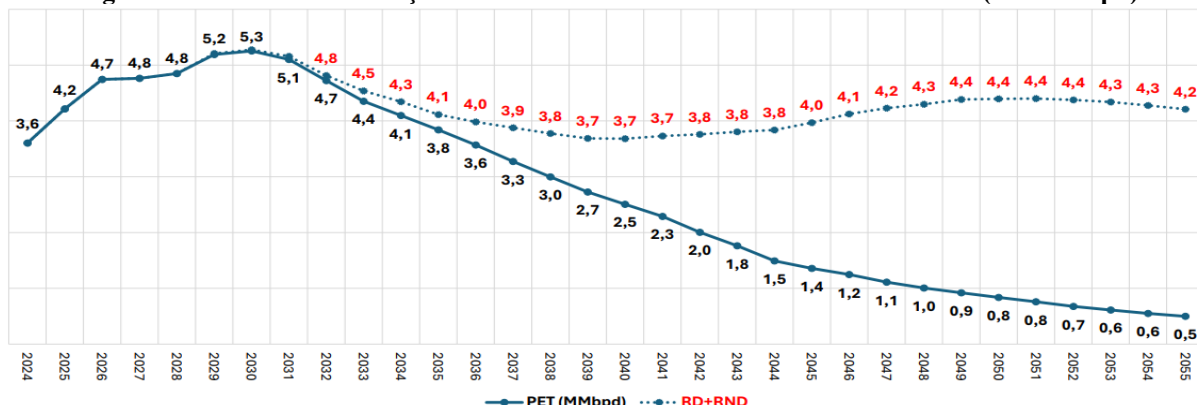
²² Ver mais em CECEG (2025): <https://ceceg.ufes.br/matrizes-de-insumo-produto-do-brasil-disponiveis/>

²³ Para o petróleo, uma das metas traçadas é a de manter até 2050 a produção nacional no patamar dos níveis previstos para 2030, que na época da elaboração dos estudos estava prevista em 5,5 milhões de barris por dia (bpd). No próprio plano foi afirmado que essa perspectiva se associa fortemente aos recursos ainda não descobertos e sem contrato com a União, isto é, com o avanço da produção em novas fronteiras.

²⁴ Recursos não descobertos (RND) são recursos energéticos que ainda não foram encontrados, mas que podem estar presentes em determinadas áreas. Esses recursos são utilizados pela EPE para subsidiar o planejamento do setor

2. Os recursos não descobertos são estimados pela EPE com base no estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) de 2023, que indica a região da Margem Equatorial com enorme potencial petrolífero.

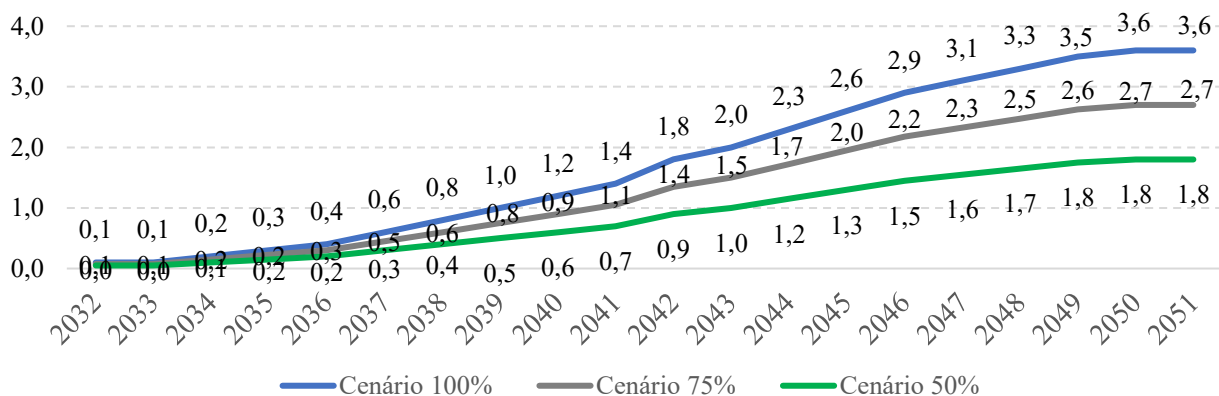
Figura 2 - Previsão de Produção com Continuidade dos Investimentos em E&P (milhões bpd)



Fonte: EPE, 2024.

Diante disso, para viabilizar a análise do impacto da exploração petrolífera na Margem Equatorial, o trabalho considera como base a diferença da previsão de produção de petróleo com a interrupção de investimentos e a estimativa de produção incluindo a produção dos recursos não descobertos. Este, portanto, é o cenário base para o choque de produção de petróleo que utilizado no estudo. No entanto, apesar do setor de P&G apostar na Margem Equatorial como principal fronteira petrolífera, é possível que sejam incorporadas novas reservas com recursos provenientes de outras novas fronteiras, como é o caso da bacia de Pelotas (NUNES, 2024), ou até mesmo de regiões com sucesso exploratório como as bacias de Santos e Campos. Dessa forma, são utilizadas três diferentes estimativas para a produção: a primeira considera que todo o excedente de produção será oriundo da Margem Equatorial (cenário 100%); a segunda considera que 75% dessa produção virá da Margem (cenário 75%); enquanto a terceira utiliza o percentual de 50% (cenário 50%).

Gráfico 2 – Três Estimativas de Produção no Cenário Alternativo da EPE (milhões bpd)



Fonte: EPE. Elaboração própria.

A análise dos choques também utiliza três horizontes temporais para a produção em 10, 15 e 20 anos, todos a partir de 2032, quando será iniciada a produção de recursos não descobertos, como propõe o estudo da EPE. Assim, a quantidade de barris foi definida ao acumular a produção de cada ano e transformar de produção de barris dia em produção anual, portanto, projeções acumuladas de produção nos anos de 2041, 2046 e 2051.

Como a MIP brasileira considera o valor da produção de cada setor, é considerada a projeção de preço do petróleo da cotação *Brent* para valores futuros com base nas projeções de produção

energético. O RND é dividido em: Recursos Não Descobertos Empresa (RND-E), que são os recursos em unidades contratadas ainda sem descobertas e os Recursos Não Descobertos União (RND-U), que são aqueles contidos em áreas ainda não contratadas.

elaboradas pela LCA Consultores, assim como as estimações do dólar para o período de análise²⁵. A tabela 2 mostra a quantidade de barris de petróleo e o valor de cada simulação de impacto a ser utilizada na matriz para avaliar o impacto da produção de petróleo. Quanto ao volume de petróleo, o maior cenário considera a produção de 12,7 bilhões de barris nos primeiros 20 anos de produção. A simulação desses cenários com um alto volume de recursos considera uma série de estudos que se dedicaram a estimar o potencial de volume petrolífero na região.

Tabela 2 - Choques de Demanda do Setor de P&G

Ano	Cenário 50%		Cenário 75%		Cenário 100%	
	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões	Bilhões de barris	Em R\$ bilhões
2041	1,11	512	1,66	768	2,22	1.024
2046	3,23	1.482	4,84	2.223	6,46	2.964
2051	6,35	2.912	9,52	4.368	12,70	5.825

Fonte: Elaboração própria.

Nos seminários técnicos que antecederam a 11ª rodada de licitações, a ANP estimou reservas da ordem 30 bilhões de barris nas cinco bacias da Margem Equatorial, sendo praticamente a metade (14 bilhões) atribuída à bacia da Foz do Amazonas (PETERSOHN, 2013; VASCONCELLOS, 2013). Na sequência, outros estudos reforçaram o alto volume de reservas na região, destacando Barros Filho *et al.* (2021) que estimam potencial de 20 a 30 bilhões de barris recuperáveis na bacia Pará-Maranhão. Zalán *et al.* (2023) estudaram a bacia de Barreirinhas e também estimaram potencial de 20 a 30 bilhões de barris recuperáveis para o local. Mais recentemente, a EPE (2024) lançou um estudo que estima para a bacia da Foz do Amazonas cerca de 10 bilhões de barris recuperáveis de óleo equivalente.

Também é proveitoso apontar que a simulação proposta para a produção de petróleo na região é muito aderente ao histórico brasileiro de produção, o que significa dizer que o setor de P&G no Brasil tem plena capacidade de produzir os volumes propostos no estudo. Como exercício de comparação, ao observar o histórico de produção na camada do pré-sal, nota-se um histórico e um volume muito próximos à maior simulação proposta pelo estudo²⁶.

Neste trabalho optou-se por não incluir choques de produção de gás, apenas petróleo. Isso porque há muitas incertezas quanto à comercialidade do gás que será encontrado e posteriormente extraído das jazidas da Margem Equatorial. Enquanto praticamente todo o petróleo extraído é comercializado, o gás tem outros fins, como a reinjeção para aumentar a pressão e a produtividade da extração de petróleo, a queima e perda, e o consumo próprio para manter as unidades de produção, refinarias e Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Em 2023, por exemplo, dos 54,6 bilhões de m^3 de produção de gás natural no Brasil, 53% foram reinjetados nos poços, 17% foram para consumo próprio, 3% em queima e perda e 37% foram vendidos (ANP, 2024). Além disso, a região da Margem Equatorial, sobretudo na bacia da Foz do Amazonas, não conta com infraestrutura de escoamento do gás, que exige uma extensa rede de gasodutos e terminais voltados ao transporte de gás natural. A construção desse conjunto de infraestruturas exige um alto volume de recursos, o que amplia a incerteza e o horizonte de tempo em que essa rede seria possivelmente construída²⁷.

²⁵ A LCA disponibiliza projeções até 2034 e, para os anos seguintes, será utilizada uma média de 2025 a 2034 para as estimativas para o preço do dólar e do *Brent*. Com os valores estimados para o período de análise será possível calcular o impacto na matriz. Esse impacto representa a alteração na economia com base nas relações insumo-produto devido às mudanças na produção dos setores de petróleo e gás.

²⁶ Considerando o histórico de produção e projeções futuras, nos primeiros 20 anos de pré-sal devem ser produzidos cerca de 12 bilhões de barris de petróleo. Em outras palavras, ao utilizar o “cenário 100%”, o trabalho está propondo à Margem Equatorial uma produção muito próxima à do pré-sal, enquanto no “cenário 50%” o trabalho propõe uma produção para a Margem Equatorial de cerca de metade do que foi produzido no pré-sal.

²⁷ Em termos de comparação, a empresa Exxon ainda não comercializa o gás extraído na vizinha Guiana. Após cinco anos de produção, a empresa começou a planejar projetos para aproveitamento comercial do gás (OILPRICE, 2024).

5. Resultados

5.1 Choque do Plano de Investimentos da Petrobras

Os resultados da simulação do choque econômico para o Brasil decorrentes do investimento de US\$ 3 bilhões (R\$ 16,2 bilhões) previsto pela Petrobras para exploração e produção na Margem Equatorial nos próximos anos são apresentados na tabela 3, que reflete o impacto após a aplicação dos vetores de choques da tabela 1. Ressalta-se que esses resultados não são previsões precisas da economia, mas sim estimativas dos efeitos potenciais desse cenário específico, baseados na estrutura econômica de 2021. A análise deve focar nas intensidades e inter-relações entre as variáveis, e não apenas nos valores absolutos apresentados.

Tabela 3 - Impactos dos Investimentos da Petrobras na Margem Equatorial

Variáveis Selecionadas	R\$ milhões	Variação (%)
Importação	6.589,48	0,66
Impostos	2.975,09	0,48
Imposto de Importação	254,05	0,73
IPI	253,15	0,73
ICMS	1.137,15	0,44
Outros	1.330,75	0,43
Remunerações	10.645,60	0,30
Fator Trabalho (Ocupações)	303.303	0,29
PIB	28.213,25	0,31

Fonte: Elaboração própria.

Entre as variáveis utilizadas para a simulação de impacto, destaca-se o aumento de R\$ 28,2 bilhões no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro a partir do investimento da Petrobras. Esse aumento representa uma expansão na economia do país de 0,31%, tomando como base a produção total de 2021. A simulação mostra que, caso os investimentos da Petrobras previstos para a Margem Equatorial sejam executados, é esperado um crescimento de 0,66% nas importações brasileiras, o que representaria um crescimento de cerca de R\$ 6,6 bilhões. A variação no volume de importações foi a maior entre as variáveis analisadas, indicando que parte importante dos investimentos em P&G serão direcionados a bens e serviços adquiridos no exterior. Esse efeito é esperado, uma vez que, como já analisado, o setor tem muita necessidade de insumos e tecnologias estrangeiras.

O impacto fiscal estimado com os investimentos da Petrobras na Margem Equatorial foi de R\$ 2,9 bilhões, representando um crescimento de 0,48%. O imposto de importação teve a maior variação percentual (+0,73%), enquanto o ICMS teve o maior incremento em valores absolutos, com alta de R\$ 1,1 bilhão. A ampliação desse imposto é muito importante por sinalizar uma distribuição dos impostos entre os entes nacionais, proporcionando impactos fiscais positivos para as administrações regionais e, por consequência, ampliando a capacidade de investimentos públicos destes.

A simulação também indicou um aumento superior a R\$ 10 bilhões em remunerações (+0,30%), sendo R\$ 8,4 bilhões referentes a salários. Esse dado é, por vezes, utilizado como uma *proxy* do nível de bem-estar das famílias. Além disso, os investimentos gerariam mais de 303 mil novos postos de trabalho, elevando em 0,29% o total de ocupações no país.

A tabela 4 apresenta o resultado do impacto do investimento da Petrobras na produção setorial. O setor que mais ganharia com os investimentos seria o de máquinas para escritório, aparelhos e material eletrônico, com ganhos de cerca de R\$ 9 bilhões, o que representa uma ampliação de 5,22%. Outros setores com variações mais expressivas foram os de máquinas e equipamentos, inclusive manutenção e reparos (+1,28%) e produtos de metal (+1,23%). Esses setores com maiores variações também foram os mesmos que tiveram maiores valores como vetores de choque para a simulação dos impactos dos investimentos da Petrobras, o que influenciou muito para este resultado setorial.

Tabela 4 - Impacto na Produção dos cinco Setores com Maior Variação

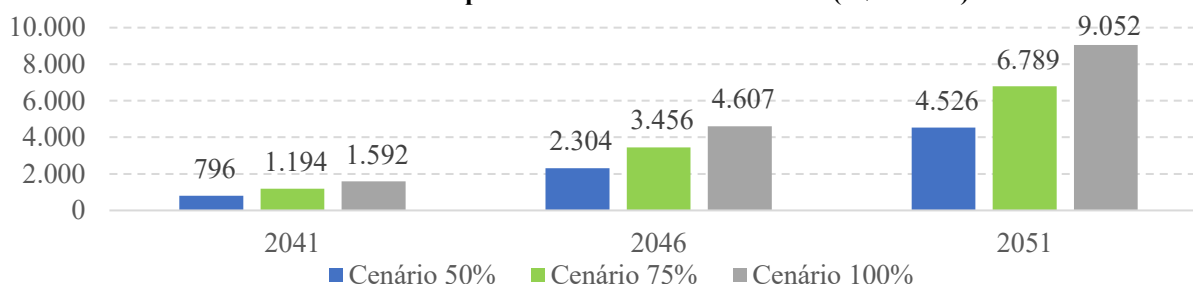
Atividades	R\$ milhões	Varição (%)
Máquinas para escritório, aparelhos e material eletrônico	9.001,34	5,22
Máquinas e equipamentos inclusive manutenção e reparos	4.483,11	1,28
Produtos de metal	2.335,24	1,23
Fabricação de aço e derivados	1.229,98	0,40
Comércio	5.589,07	0,34

Fonte: Elaboração própria.

5.2 Simulação da Produção na Margem Equatorial

Os gráficos a seguir apresentam os resultados obtidos através da simulação da variação de demanda do setor de petróleo e gás via aumento da produção viabilizada pela exploração e produção na região da Margem Equatorial. As simulações utilizadas para as análises dessas seções constam na tabela 2. Para as simulações foi utilizado o modelo aberto da MIP, o qual não considera o efeito-renda da economia. É importante reiterar que os resultados apresentados nessa seção não constituem previsões precisas da economia; ao contrário, são projeções dos impactos específicos advindos do cenário considerado, partindo da estrutura econômica do Brasil de 2021. Adiciona-se a isso o fato das seguintes simulações, diferentemente da simulação de investimentos da Petrobras, considerar cenários futuros que envolvem uma gama de riscos e incertezas quanto a sua concretização, ademais, ao passo que se utiliza projeções de maior horizonte de tempo, maiores são as incertezas envolvidas. Por se tratar de um alto volume de recursos previsto para a produção nessa região, as simulações, desde as mais conservadoras até as mais otimistas, vão representar crescimentos substanciais das variáveis.

Gráfico 3 – Impacto no PIB nos Três Cenários (R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria.

Considerando a produção nos 10 primeiros anos da Margem Equatorial, o PIB do Brasil aumentaria entre R\$ 796 bilhões no cenário 50%, R\$ 1,2 trilhão no cenário 75% e 1,6 trilhão no cenário 100%. Tais aumentos resultariam em variação respectiva de 8,83%, 13,25% e 17,67%. Na projeção de produção de 15 anos, o incremento no PIB poderia ir de R\$ 2,3 trilhões no cenário 50% a R\$ 4,6 trilhões no cenário 100%, o que representaria aumentos de 25,6% a 51,1%. Já na projeção que considera a produção acumulada em 20 anos, o cenário 50% indica R\$ 4,5 trilhões de acréscimo ao PIB, o cenário 75% cerca de R\$ 6,8 bilhões, enquanto o cenário 100% um incremento de R\$ 9,0 trilhões. Neste último cenário, o PIB dobraria (+100,45%), levando em conta o seu tamanho em 2021.

Em termos de análise, supondo que os efeitos econômicos do maior impacto analisado (cenário 100% com produção até 2051) fossem repercutidos na economia também em um período de 20 anos, o impacto provocado seria de um crescimento médio anual de 3,5%. Já utilizando o menor cenário (50%) para a produção até 2041, o incremento à taxa de crescimento médio anual do PIB seria de 0,8%. Contudo, é esperado que estes impactos sejam repercutidos em um período de tempo superior ao do choque, levando a taxas inferiores às calculadas. Outro ponto a se ressaltar é que essas variações consideram a estrutura econômica de 2021, o que provoca maiores variações nos indicadores econômicos, por desconsiderar o crescimento econômico que deve ocorrer ao longo deste período.

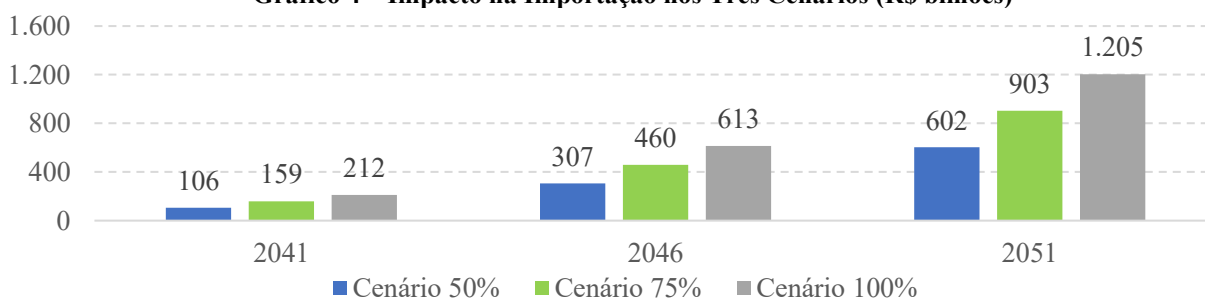
Esses mesmos dados podem ser lidos pela ótica da não-exploração de Petróleo na região e o quanto seria perdido ao longo dos anos por conta disso. Essa análise faz muito sentido num contexto

em que a exploração em novas fronteiras deve ser utilizada para que não haja uma queda brusca na produção de óleo e gás e não para manter um ritmo contínuo de aumento da produção.

Apesar da análise ser restrita aos indicadores em âmbito nacional, esse crescimento econômico ocorrerá, em maior medida, nos estados produtores, que no caso seriam: Amapá, Pará, Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. Esses estados usufruiriam de crescimentos econômicos ainda mais intensos. O efeito econômico para essas regiões seria, decerto, extremamente positivo, as quais passariam por um importante processo de desenvolvimento, ainda mais levando em conta que são estados com renda *per capita* abaixo da média nacional. Contudo, é importante ressaltar que atividades como a produção de petróleo tende a estimular apenas pontos específicos do território, podendo contribuir para acentuar os desequilíbrios regionais.

Farfan (2005) mostra que os países especializados em *commodities* têm dificuldades de sustentar o crescimento da renda no longo prazo. Essas economias de altas especializações encontram limitações estruturais à dinâmica endógena, não convertendo as elevadas rendas geradas pela atividade extrativa em diversificação econômica. Além disso, trata-se de uma indústria que gera taxas de lucratividade superiores ao do conjunto da economia e tende a elevar o grau de especialização das regiões em vantagens comparativas estáticas. Essa especialização reforça os riscos de que a indústria de petróleo constitua enclaves regionais²⁸ com reduzidos encadeamentos com o restante da estrutura produtiva e, portanto, com uma baixa irradiação (*spillover*) para o conjunto da economia e com limitados efeitos multiplicadores na renda, no emprego e nos impostos (WORLD BANK, 2009).

Gráfico 4 – Impacto na Importação nos Três Cenários (R\$ bilhões)



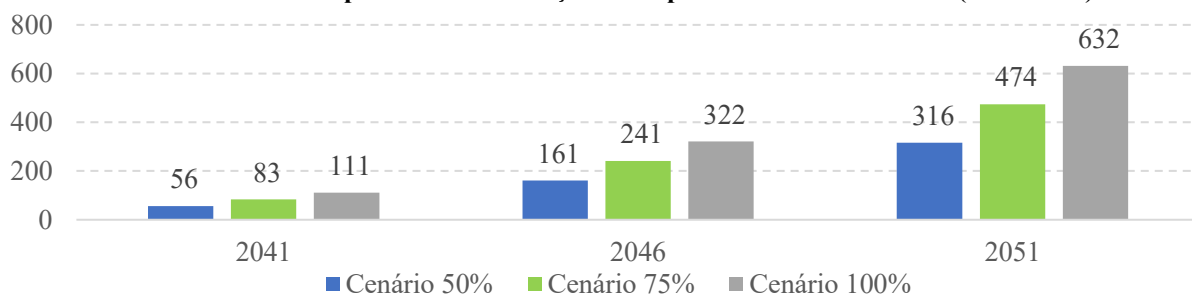
Fonte: Elaboração própria.

O gráfico 4 mostra que as relações comerciais do Brasil via importações cresceriam entre R\$ 106 bilhões (cenário 50%) e R\$ 212 bilhões (cenário 100%). Já até 2051, os valores variam de R\$ 602 bilhões a R\$ 1,2 trilhão, com aumentos proporcionais de até 120,4%. Essa última projeção provocaria variações de 60,2% no cenário 50% a 120,4% no cenário 100%.

O percentual da importação é o maior entre as variáveis analisadas diante do choque de aumento da demanda do setor de petróleo e gás, o que novamente evidencia a dependência do setor de importações de outros países para garantir sua oferta. Como já analisado pelo trabalho, é característico do setor de P&G a necessidade de importar insumos e serviços para o seu funcionamento, sobretudo no segmento de exploração e produção. Vale mencionar que esse crescimento da importação, caso não acompanhado de uma evolução das exportações, pode gerar desequilíbrios potenciais capazes de frear os impulsos expansivos ao crescimento econômico (SESSA, 2019).

²⁸ Trata-se de atividades econômicas desenvolvidas em um território, mas que apresentam características distintas das demais atividades econômicas locais e, por isso, com limitadas possibilidades de interação produtiva (SESSA, 2023).

Gráfico 5 – Impacto na Arrecadação de Impostos nos Três Cenários (R\$ bilhões)



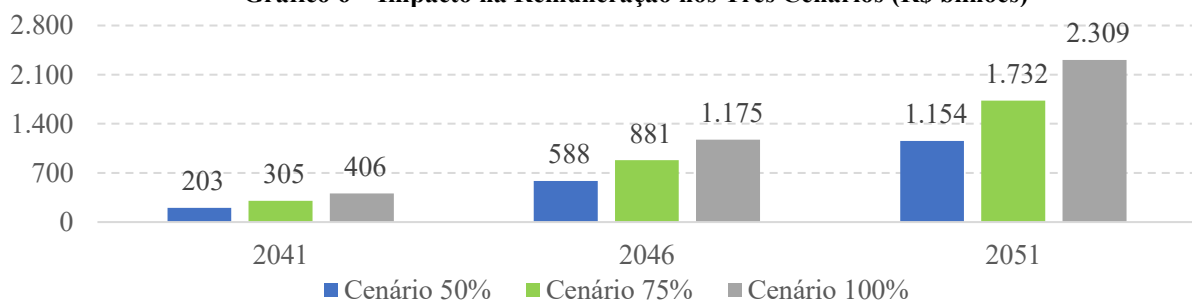
Fonte: Elaboração própria.

Quanto à arrecadação de impostos, em 10 anos, a arrecadação poderia crescer entre R\$ 56 bilhões (cenário 50%) e R\$ 111 bilhões (cenário 100%), representando aumentos de 8,8% e 17,8%, respectivamente. Em 20 anos, os valores chegariam a R\$ 632 bilhões no cenário 100%, mais que dobrando a arrecadação (+101,1%). Ou seja, ao não explorar recursos petrolíferos não descobertos, essa também pode ser a perda em arrecadação do Brasil ao longo dos anos. Entre os impostos, ainda considerando o maior cenário de produção até 2051 e com 100% da produção em recursos não descobertos advindas da Margem Equatorial, o imposto de importação teria o maior crescimento (112,4%), seguido por ICMS (82,4%) e IPI (56,7%), refletindo a alta dependência do setor de petróleo e gás de insumos importados.

Um aspecto arrecadatário não abordado pela matriz é a renda oriunda das atividades de P&G cujo resultado é apropriado pelo estado como uma receita patrimonial e não como impostos. Essa receita pode ser obtida por meio do bônus de assinatura na venda dos blocos, pagamento de *royalties*, participação especial, pagamento pela retenção da área e, também, pelos dividendos da Petrobras. Essas receitas proporcionariam uma arrecadação ainda maior para a União, além de estados e municípios.

Especialmente em estados e municípios que são confrontantes aos poços produtores de petróleo e gás, as receitas das atividades petroleiras podem alcançar níveis sem precedentes nas finanças públicas destes territórios. Diante disso, surge o desafio de converter este alto volume de recursos em infraestrutura social e melhoria da qualidade de vida da população. A literatura aborda esse desafio econômico como “paradoxo da abundância”, argumentando que regiões beneficiadas com recursos naturais em abundância permanecem com baixos índices de qualidade de vida (PAMPLONA; CACCIAMALI, 2017). No Brasil, alguns estudos identificaram que, mesmo com a situação orçamentária favorável, não foram alcançadas mudanças significativas de desenvolvimento humano nessas regiões em relação a municípios sem direito a esses recursos (REIS *et al.* 2005; POSTALI e NISHIJIMA, 2011).

Gráfico 6 – Impacto na Remuneração nos Três Cenários (R\$ bilhões)



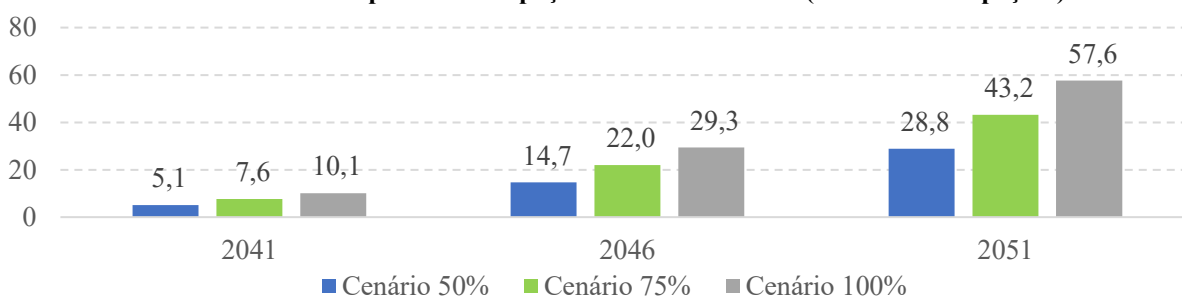
Fonte: Elaboração própria.

As simulações de choque de aumento da demanda ocasionadas pela produção na Margem Equatorial indicam que em 10 anos de produção de petróleo haveria um acréscimo na remuneração das famílias entre R\$ 203 bilhões, no cenário 50%, e R\$ 406 bilhões no cenário 100%. Em 15 anos de produção, até 2046, as projeções indicam ganhos de remuneração entre R\$ 588 bilhões e R\$ 1,2 trilhão. Já na projeção que considera produção acumulada em 20 anos, o incremento na remuneração seria de R\$ 1,1 trilhão, no cenário 50% e de R\$ 2,3 trilhões no cenário 100%. Tais aumentos

provocariam uma variação nas remunerações de 32,6% e de 65,3%, respectivamente. Do impacto da maior simulação, de R\$ 2,3 trilhões em remunerações, R\$ 1,8 trilhão seriam pagos em salários aos trabalhadores, R\$ 439 bilhões iriam para a previdência e para o Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS), enquanto R\$ 6,8 bilhões seriam para as contribuições sociais imputadas.

O gráfico 7 mostra o efeito das simulações do aumento da demanda do setor de petróleo e gás sobre o fator trabalho. Diferentemente das demais variáveis, avaliadas em valor monetário, esta é medida em número de ocupações de trabalho. As projeções da MIP indicam que a produção acumulada até 2051 provocaria um incremento de 28,8 milhões de postos de trabalho diretos e indiretos no cenário 50% e de 57,6 milhões no cenário 100%. O aumento percentual desta última projeção seria de 54,9%. Nota-se que a variação do emprego foi a menor entre os indicadores analisados, revelando que, apesar dos impactos significativos, ampliações da demanda no setor de P&G vão apresentar repercussões menos significativas no emprego. Esse resultado pode estar relacionado ao fato de que as atividades de P&G e sua cadeia produtiva, como o refino, são caracterizadas por uma alta intensidade de capital e uma menor demanda por mão de obra (NAJBERG; IKEDA, 2001).

Gráfico 7 – Impacto na Ocupação nos Três Cenários (milhões de ocupações)



Fonte: Elaboração própria.

Esse fato, somado à discussão da limitação da indústria de petróleo e gás na promoção de desenvolvimento a longo prazo e do desafio de converter o alto volume de receitas governamentais em melhoria de qualidade de vida, dá luz à discussão sobre a necessidade de transformar as elevadas rendas geradas pela atividade petrolífera em diversidade econômica, principalmente tendo em vista que se trata de um recurso não renovável. Assim, o petróleo se caracteriza como um ativo de valor decrescente, em que a renda gerada por sua exploração deve ser direcionada a investimentos em ativos que permitam a reposição do capital utilizado e assegurem a preservação da riqueza da sociedade (HARTWICK, 1977). Em um contexto de emergência de ações direcionadas à transição energética, seria muito oportuno canalizar esses recursos em projetos que possam aliar o desenvolvimento econômico de longo prazo e a descarbonização.

Tabela 5 – Impactos na Produção dos Cinco Setores com Maior Variação (em %)

Atividades	2041			2046			2051		
	50%	75%	100%	50%	75%	100%	50%	75%	100%
Fabricação de aço e derivados	15,1	22,6	30,2	43,7	65,5	87,4	85,8	128,7	171,6
Transporte, armazenagem e correio	7,13	10,7	14,3	20,6	31,0	41,3	40,5	60,8	81,1
Máquinas e equipamentos	6,92	10,4	13,9	20,0	30,0	40,0	39,3	59,0	78,7
Serviços prestados às empresas	5,72	8,59	11,4	16,6	24,8	33,1	32,5	48,8	65,1
Fabricação de resinas e elastômeros	4,54	6,82	9,09	13,1	19,7	26,3	25,8	38,7	51,7

Fonte: Elaboração própria.

A análise também foi ampliada para o impacto setorial da expansão da demanda do setor de petróleo e gás que a exploração e produção na Margem Equatorial provocaria. A tabela 5 mostra o efeito sobre a produção total dos cinco setores que seriam mais influenciados. Os maiores efeitos seriam observados nos setores de Fabricação de aço, Transporte, armazenagem e correio, Máquinas e equipamentos, Serviços prestados às empresas e Fabricação de resinas e elastômeros. Com exceção de Serviços prestados pelas empresas, os setores com maior impacto na produtos são setores-chave da economia, portanto, tais variações implicariam efeitos de encadeamentos produtivos importantes.

O setor que mais se beneficiaria de um choque do setor de P&G seria o de fabricação de aço e derivados. Em 20 anos de produção acumulada de petróleo, a produção do setor poderia ampliar entre 85,8% e 171,6% a depender a simulação utilizada. De acordo com a MIP de 2021, entre os 51 setores analisados, a fabricação de aço e derivados tem a segunda maior demanda do segmento de P&G. O aço está presente em boa parte da cadeia petrolífera, seja na fabricação de tubos para extração de petróleo e gás, na construção de plataformas de perfuração e produção, de navios-tanque e de apoio, seja no uso para os sistemas de dutos de transporte. O uso desse aço é impulsionado pela política de conteúdo local, que torna o setor um dos principais consumidores de aço doméstico.

O setor de transporte, armazenagem e correio também usufruiria de um aumento significativo da produção que, ao projetar uma produção em 20 anos, poderia ampliar seu produto total em 40,5% no cenário 50% e em 81,1% no cenário 100%. Como já discutido no trabalho, o setor de transportes é acionado em diversos momentos da cadeia de suprimentos de petróleo, sendo imprescindível para seu funcionamento. Por essa razão, estudos que utilizam a MIP, como Kerschner e Hubacek (2009), costumam indicar efeitos expressivos para os transportes frente a aplicações no setor de óleo e gás.

Conclusão

O presente estudo analisou os impactos econômicos da exploração de petróleo na Margem Equatorial, utilizando a metodologia de matriz insumo-produto (MIP). Foram simulados dois cenários principais: o primeiro estimou os efeitos dos investimentos previstos no plano de negócios da Petrobras (2025–2029), utilizando a Matriz de Absorção de Investimentos (MAI); o segundo projetou o impacto da produção acumulada de petróleo ao longo de 10, 15 e 20 anos, com base em diferentes níveis de participação da Margem Equatorial na produção nacional.

Os resultados indicaram impactos econômicos expressivos em todos os cenários simulados, com destaque para o aumento do PIB, das importações, da arrecadação tributária e do emprego. Em cenários de alta produção, os efeitos sobre as variáveis macroeconômicas foram muito significativos, chegando a apontar potenciais de duplicação de indicadores como o PIB e os impostos, com forte impacto em setores industriais ligados à cadeia de suprimentos de petróleo e gás.

Apesar de não ter sido objeto de estudo desse trabalho, sabe-se que estes efeitos sobre as variáveis macroeconômicas serão mais intensos nos estados e regiões produtoras que, ao contar com uma base produtiva menor, vão observar crescimentos vultosos. Como exercício de comparação, a Guiana, país de pequeno porte econômico, após cinco anos do início da produção na Margem Equatorial viu seu PIB mais que triplicar. O estudo, no entanto, faz questão de ressaltar que é comum observar que os benefícios econômicos e o alto volume de receitas geradas pelas atividades petrolíferas não se convertem em desenvolvimento econômico de longo prazo quando comparado a outros setores.

O petróleo é um recurso finito, cuja exploração ocorre dentro de um horizonte de tempo limitado. Perante o exposto, Cepal (2013) mostra que as elevadas rendas geradas pelo petróleo, especialmente nos momentos de *boom* do mercado internacional, deveriam ser utilizadas como um instrumento estratégico para impulsionar a transformação estrutural das economias locais e regionais, garantindo, assim, um crescimento econômico sustentável no longo prazo. Para isso, torna-se fundamental um planejamento adequado, que vise direcionar esses recursos para investimentos em infraestrutura social, diversificação produtiva e melhoria da qualidade de vida da população a longo prazo.

Além disso, diante do quadro mundial mudanças climáticas e da vinculação da produção de petróleo como um dos principais antagonistas a este processo, é essencial que parte dessas receitas seja alocada em projetos que promovam a transição energética, incentivando o desenvolvimento de fontes renováveis, eficiência energética e tecnologias de baixo carbono. Dessa forma, os países produtores podem minimizar a dependência do petróleo, reduzir os impactos ambientais e garantir um modelo econômico mais resiliente e sustentável a longo prazo.

O estudo reconhece limitações, como a rigidez dos coeficientes técnicos do modelo MIP, que não captam mudanças tecnológicas nem de produtividade ao longo do tempo. Além disso, a ausência de reservas provadas na Margem Equatorial impõe incertezas significativas às projeções. Por fim,

destaca-se a importância de aprofundar os estudos futuros, incorporando dados mais precisos sobre reservas, e expandindo a análise para incluir aspectos ambientais — como emissões de GEE — conforme proposto por Bucher *et al.* (2024), ampliando a base de evidências para o planejamento da exploração responsável na Margem Equatorial.

Referências

- ActionAid et al. (2023). Fragilidades e riscos do licenciamento ambiental de atividades de exploração de petróleo e gás na Foz do Amazonas. Disponível em: <https://oeco.org.br/wp-content/uploads/2023/04/Final-Oficio-e-Nota-Tecnica-Foz-do-Amazonas-1.pdf>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2012). Bacia do Pará-Maranhão: Resumo técnico.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2021). Oferta Permanente: Bacia da Foz do Amazonas – Sumário geológico e setores em oferta. Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica (SAG).
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2023). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2024). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2023). Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2025). Concessão de blocos exploratórios. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2025). Painel Dinâmico da Fase de Exploração. Disponível em: <https://encr.pw/8aPFm>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2025). Painel Dinâmico de Investimentos de Conteúdo Local. Disponível em: <https://encr.pw/nmxj3>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2025). Painel Dinâmico Previsão de Atividades e Investimentos da Fase de Exploração. Disponível em: <https://11nq.com/cD1Gy>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2022). Plano de Trabalho Exploratório (PTE). Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/plano-de-trabalho-exploratorio-pte>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2024). Relatório Anual de Exploração 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/relatorio-anual-exploracao-2023.pdf>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). (2025). Os regimes de concessão e de partilha. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha>
- Bucher, I. P., Santos, B. N. M., & Sessa, C. B. (2024). Impactos econômicos e ambientais dos novos projetos petrolíferos no Espírito Santo: Uma abordagem matriz insumo-produto. Associação Brasileira de Estudos Regionais.
- Câmara dos Deputados. (2010). Bônus de assinatura. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/132900-bonus-de-assinatura/>
- Caselli, B. C. (2012). Redesenho institucional e arranjos contratuais: Uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro [Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro].
- Centro de Estudos Computacionais em Equilíbrio Geral (CECEG). (2025). Matriz Insumo-Produto do Brasil de 2021. Disponível em: <https://ceceg.ufes.br/>

- Clark, J. (2023). Margem equatorial: perfurar ou não perfurar, eis a questão. Brasil Energia. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/petroleoegas/margem-equatorial-perfurar-ou-nao-perfurar-eis-a-questao>
- Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL). (2013). Recursos naturais na União das Nações Sul-americanas (UNASUL): Situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional.
- Cordeiro, RT, Neves, BM, Rosa-Filho, JS, & Pérez, CD (2015). Mesophotic coral ecosystems occur offshore and north of the Amazon River. *Bulletin of Marine Science*, 91(3), 491–510. Disponível em: <https://doi.org/10.5343/bms.2015.1025>
- Da Cruz, C. A., Ribeiro, HJS, & da Silva, E. B. (2021). Exploratory plays of the Foz do Amazonas Basin, NW portion, in deep and ultra-deep waters, Brazilian Equatorial Margin. *Journal of South American Earth Sciences*, 111, 103475.
- Da Silva, E. B., Ribeiro, H. J. S., & de Souza, E. S. (2021). Exploration plays of the Potiguar Basin in deep and ultra-deep water, Brazilian Equatorial Margin. *Journal of South American Earth Sciences*.
- Dias, J. L. M., & Quaglino, M. A. (1993). A questão do petróleo no Brasil: Uma história da Petrobrás. Do Rio, G. P. (2023). Margem Equatorial Brasileira: desafios postos sobre a mesa.
- Dos Anjos, S. C. (2024). Margem Equatorial: uma fronteira exploratória. *Revista A Lanterna*, 2(1), 50.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2023). Balanço Energético Nacional 2022.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2024). Caderno de Previsão da Produção – PDE 2034.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2024). Estimativa Volumétrica da Bacia da Foz do Amazonas – Play Limoeiro. Ministério de Minas e Energia.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2024). Relevância do setor de petróleo e gás natural para a transição energética: Impactos fiscais, sociais e na balança comercial da interrupção de investimentos no E&P.
- ExxonMobil. (2025). Guyana project overview: Discoveries in the Stabroek Block. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview#DiscoveriesintheStabroekBlock>
- Farfan, O. H. (2005). Understanding and escaping commodity-dependency: A global value chain perspective. World Bank.
- Freitas, F. (2009). Matriz de absorção de investimento e análise de impactos econômicos.
- Gonçalves, C. V. M. B., & Leuzinger, M. D. (2024). Licenciamento ambiental no Bloco FZA-M-59. In XIII Encontro Internacional do CONPEDI Uruguai – Montevidéu. <https://www.conpedi.org.br>
- Hartwick, J. (1976). Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review*, 67(5), 972–974.
- Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). (2024). Panorama geral do setor de petróleo e gás: Uma agenda para o futuro.
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). (2018). Parecer Técnico nº 215/2018-COEXP/CGMAC/DILIC. Disponível em: https://www.ibama.gov.br/phocadownload/notas/2018/SEI_IBAMA%20-%203786870%20-%20Parecer%20Tecnico.pdf
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). (2023). Parecer Técnico nº 128/2023-Coexp/CGMac/Dilic. Disponível em: https://sei.ibama.gov.br/sei/controlador.php?acao=documento_imprimir_web&acao_origem=arvore_visualizar&id_documento=17163107&infra_sistema=100
- Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio). (2023). Plano de Redução de Impactos das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sobre a Biodiversidade Marinha e Costeira (PRIM-PGMar).
- Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). (2010). Petróleo: da crise aos carros flex. *Revista Desafios do Desenvolvimento*, 7(59), 66–74.

- International Energy Agency (IEA). (2020). The oil and gas industry in energy transitions.
- Kerschner, C., & Hubacek, K. (2009). Assessing the suitability of Input-Output analysis for enhancing our understanding of potential effects of Peak-Oil. *Energy*, 34(10), 1662–1668.
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. (1997)
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., & Gamboa, L. A. (2000). Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18, 352–396.
- Miller, R. E., & Blair, P. D. (2009). *Input-output analysis: Foundations and extensions* (2ª ed.). Cambridge University Press.
- Ministério de Minas e Energia (MME) & Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2020). Plano Nacional de Energia 2050.
- Moura, R., Amado-Filho, GM, Moraes, FC, Brasileiro, PS, Salomon, PS, Mahiques, MM, ... & Thompson, FL (2016). An extensive reef system at the Amazon River mouth. *Science Advances*, 2(4).
- Najberg, S., & Ikeda, M. (2001). Setores intensivos em mão-de-obra: Uma atualização do modelo de geração de emprego do BNDES. <http://federativo.bndes.gov.br>
- Nunes, F. (2024). E se Margem Equatorial não sair? *Brasil Energia*. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/brasilenergia/especial-novas-fronteiras/e-se-margem-equatorial-nao-sair>
- Oilprice. (2024). Exxon Looks to Tap Guyana’s Gas Riches.
- Organização das Nações Unidas (ONU). (2024). Objetivo do Desenvolvimento Sustentável 7. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>
- Pamplona, J. B., & Cacciamali, M. C. (2017). O paradoxo da abundância: recursos naturais e desenvolvimento na América Latina. *Estudos Avançados*, 31(89), 77–96.
- Petersohn, E. (2013). As áreas em oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
- Petrobras. (2023). Nossas atividades: margem equatorial. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/nossas-atividades/margem-equatoria>
- Petrobras. (2024). Plano de Negócios Petrobras 2025-2029.
- Pinto Jr., H. Q., Almeida, E., Bomtempo, J., Iooty, M., & Bicalho, R. (2016). *Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial* (2ª ed.). Elsevier.
- Postali, F. A. S., & Nishijima, M. (2011). Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000. *Estudos Econômicos*, 41(2), 463–485.
- Reis, A. C., Rocha, P. D. M., Ferreira, L. E. A., Correia, J. S. S., Alves, R. L., & Viana, M. (2005). Avaliação dos impactos dos royalties no desenvolvimento dos municípios arrecadadores da Bacia do Recôncavo. In *Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.
- Sessa, C. B. (2024). Impactos econômicos e repercussões regionais dos grandes investimentos no Espírito Santo (2019-2024).
- Staatsolie. (2025). History. Disponível em: <https://www.staatsolie.com/en/about-us/history/>
- Tullow Oil. (2023). Jubilee field producing over 100,000 bopd. Disponível em: <https://www.tulloil.com/media/press-releases/jubilee-field-producing-over-100000-bopd/>
- Vasconcellos, R. V. A. (2013). Bacia da Foz do Amazonas. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
- World Bank. (2009). *Global economic prospects: Commodities at the crossroads*.
- Zalán, P. V. (2024). Porque devemos explorar petróleo na Margem Equatorial Brasileira. *Revista A Lanterna*, 2(1). Disponível em: https://anebrasil.org.br/wp-content/uploads/2024/04/Lanterna_Vol2_N1_2024.pdf
- Zalán, P. V., Barros Filho, A. K. D., & Juncken, R. (2023). Nota técnica sobre a Margem Equatorial Brasileira: Bacia de Barreirinhas, mais uma joia petrolífera do Maranhão.
- Zalán, P. V., Hodgson, N., & Saunders, M. (2019). Foz do Amazonas and Pará-Maranhão Basins ready to replicate Guyana success. In 2019 AAPG Annual Convention and Exhibition.