

MARGEM EQUATORIAL: OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA EXPLORAÇÃO DE NOVAS FRONTEIRAS



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

MARGEM EQUATORIAL: OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA EXPLORAÇÃO DE NOVAS FRONTEIRAS

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

Gabinete da Presidência

Danusa Costa Lima e Silva de Amorim
Chefe do Gabinete - Diretora

Diretoria de Desenvolvimento Industrial e Economia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Roberto de Oliveira Muniz
Diretor

Diretoria de Serviços Corporativos

Cid Carvalho Vianna
Diretor

Diretoria Jurídica

Cassio Augusto Muniz Borges
Diretor

Diretoria de Comunicação

Ana Maria Curado Matta
Diretora

Diretoria de Inovação

Jefferson de Oliveira Gomes
Diretor

MARGEM EQUATORIAL: OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA EXPLORAÇÃO DE NOVAS FRONTEIRAS



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

© 2024. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748n

Confederação Nacional da Indústria.

Margem Equatorial: Oportunidades e desafios na exploração de novas fronteiras /
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2024.

62 p. : il.

1.Petróleo e Gás. 2. Exploração. I. Título.

CDU: 502.131.1

CNI
Confederação Nacional da Indústria

Sede

Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação de Recursos Petrolíferos.....	29
Figura 2 – Mapeamento das Unidades Produtivas - PDE 2032	31
Figura 3 – Margens Conjugadas do Atlântico Sul ao longo do tempo geológico	36
Figura 4 – Bacia da Guiana	37
Figura 5 – Blocos exploratórios da Margem Equatorial.....	38
Figura 6 – Exploração de novas fronteiras de óleo e gás conforme Plano Estratégico da Petrobras 2024-2028.....	48

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Previsão de Demanda e dos Preços de Petróleo nos Cenários da AIE	22
Gráfico 2 – Evolução dos Investimentos no <i>Upstream</i> no Mundo (em dólares)	24
Gráfico 3 – Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil por Tipo de Ambiente Exploratório (em barris de óleo equivalente – boe/dia).....	25
Gráfico 4 – Evolução das Reservas e da Produção de petróleo no Brasil (milhões de barris – (2015-2022)	27
Gráfico 5 – Evolução da razão Reservas/Produção do Brasil (2015-2022).....	28
Gráfico 6 – Previsão da produção de petróleo por categoria de recurso (milhões de barris ao dia) – (2022-2032)	30

LISTA DE SIGLAS

- AIE - Agência Internacional de Energia
ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APS - *Announced Pledges Scenario*
Cade - Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAPEX - *Capital Expenditure*
CO₂ - Dióxido de Carbono
CO₂e - Dióxido de Carbono Equivalente
CSLL - Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
E&P - Exploração e Produção
EIA - Estudo do Impacto Ambiental
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
FCA - Formulário de Caracterização de Atividade
FPSO - *Floating Production Storage and Offloading*
FZA - Foz do Amazonas
GRU - Guia de Recolhimento da União
Ibama - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEA - *International Energy Agency*
IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*
IR - Imposto de Renda
IRENA - *International Renewable Energy Agency*
LI - Licença de Instalação
LO - Licença de Operação
LP - Licença Prévia
MIP - Matriz Insumo Produto
MME - Ministério Minas Energia
NZE - *Net Zero Emissions*
PAA - Plano de Avaliação Ambiental
PCA - Plano de Controle Ambiental
PDE - Plano Decenal de Energia
PIB - Produto Interno Bruto
PIIP - *Petroleum Initially in Place*
PMA - Plano de Monitoramento Ambiental
POT - Potiguar
PRAD - Plano de Reuperação de Áreas Degradadas
PRMS - Petroleum Resources Management System
PROMAR - Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos.

R/P - Razão Reservas por Produção

RC - Recursos Contingentes

REATE - Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

RIMA - Relatório de Impacto Ambiental

RND - Recursos ainda Não Descobertos

RND-E - Recursos ainda Não Descobertos pelas Empresas

RND-U - Recursos ainda Não Descobertos pela União

RT - Recursos Totais

SFZA - Setor Foz do Amazonas

SPE - *Society of Petroleum Engineers*

STEPS - *Stated Policies Scenario*

TIR - Taxa Interna de Retorno

TR - Termo de Referência

UP - Unidade Produtiva

VLP - Valor Presente Líquido

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Blocos arrematados na Bacia Foz do Amazonas durante a 11 ^a Rodada de Licitações da ANP (2013).....	40
Tabela 2 – Perfuração de Poços Exploratórios na Margem Equatorial	48
Tabela 3 – Simulação de impacto da campanha na Margem Equatorial	52
Tabela 4 – Resultados da Simulação de os custos e benefícios da exploração da Margem Equatorial	53
Tabela 5 – Arrecadação do Governo com a exploração da Margem Equatorial – US\$ milhões ...	54

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	11
1 RESUMO EXECUTIVO	13
2 INTRODUÇÃO	17
3 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.....	21
3.1 Papel do petróleo na transição	21
3.2 Investimentos no Setor Petrolífero no contexto da transição	23
4 PAPEL DA EXPLORAÇÃO PARA RENOVAÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO BRASILEIRAS	27
4.1 Evolução recente e perspectivas das reservas brasileiras de petróleo e gás.....	27
4.2 Perspectivas da produção de petróleo e gás e potencial da Margem Equatorial	30
5 OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA MARGEM EQUATORIAL	35
5.1 Novas descobertas e a redução risco geológico na Margem Equatorial	35
5.2 Histórico do esforço exploratório na Margem Equatorial brasileira.....	38
5.3 Desafios para o Licenciamento Ambiental na Margem Equatorial brasileira	41
5.3.1 O Processo de Licenciamento Ambiental.....	41
5.3.2 Os entraves à obtenção da Licença Ambiental na Bacia Foz do Amazonas	43
6 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS POTENCIAIS DA EXPLORAÇÃO DA MARGEM EQUATORIAL	47
6.1 Investimentos potenciais na Margem Equatorial.....	47
6.2 Impactos da campanha na Margem Equatorial.....	49
6.3 Benefícios econômicos potenciais da exploração de petróleo na Margem Equatorial	53
7 CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS.....	59
ANEXO A – VETOR DE INVESTIMENTO – PRÉ-SAL	62

APRESENTAÇÃO

A exploração de petróleo em águas profundas é o setor de maior dinamismo na infraestrutura brasileira. O país figura entre os maiores produtores de petróleo do mundo, com a produção recorde de 4,3 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2023 (crescimento de 12% no volume em relação ao ano anterior). Após as grandes descobertas da camada do pré-sal, o Brasil não só atingiu a autossuficiência no abastecimento, como também se tornou um exportador relevante.

Temos um enorme potencial na produção de petróleo. Entretanto, o país precisa estabelecer uma estratégia para sustentar as vantagens naturais e se colocar entre as potências energéticas, conciliando competitividade na produção e sustentabilidade ambiental. A exploração de novas áreas pode fazer uma grande diferença para o desenvolvimento nacional.

Este documento discute a importância da extração de petróleo e gás em novas fronteiras geológicas no Brasil. O objetivo é destacar as nossas potencialidades e avaliar o impacto econômico que o aproveitamento dos recursos na Margem Equatorial poderia gerar.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) espera que o presente estudo contribua para subsidiar o debate sobre as prioridades e estratégias que o país deveria adotar no setor. A intenção é criar as condições para a retomada dos investimentos, imprescindível para o fortalecimento da indústria, a expansão da economia e o desenvolvimento do Brasil.

Boa leitura.

Antonio Ricardo Alvarez Alban

Presidente da CNI



1 RESUMO EXECUTIVO

A produtividade da exploração petrolífera levou o Brasil a posição de destaque entre os produtores de petróleo mundial. Após grandes descobertas do pré-sal, o país não apenas atingiu a autossuficiência no seu abastecimento, como também se tornou um relevante exportador de petróleo. Entretanto, a sustentação desta vantagem competitiva associada ao setor dependerá de escolhas políticas complexas, dado o ambiente de crescente incerteza no setor energético mundial, em função do processo de transição energética.

Ainda se discute sobre a atividade petrolífera no contexto da transição energética, a velocidade e o nível da queda da demanda mundial de petróleo. Entretanto, está claro que, independentemente do cenário de transição energética, a sua exploração e a produção continuarão a ter um papel importante no sistema energético mundial nas próximas décadas. Isto porque será necessário garantir a oferta de petróleo para repor a queda natural dos campos em produção, além de se garantir a segurança do abastecimento.

A intensidade carbônica da produção do petróleo será um elemento de grande relevância para a competitividade das diferentes bacias petrolíferas no contexto de transição energética que se desenha¹. O petróleo produzido no Brasil possui uma importante vantagem ambiental em relação a outros países, que é o seu baixo nível de emissões. A intensidade carbônica do óleo de grandes reservatórios *offshore* no Brasil, em particular nos campos do pré-sal, é cerca da metade da média mundial. Enquanto a produção de cada barril de óleo no pré-sal emite entre 8 e 9 Kg de CO₂e, a média mundial situa-se em cerca de 18 Kg CO₂e por barril. Do ponto de vista ambiental, é preferível que o óleo do pré-sal seja consumido em comparação a outras fontes petrolíferas com maior intensidade carbônica.

Esta característica permite ao país se posicionar entre as potências petrolíferas do futuro. Estas potências serão aqueles países que conseguirem conciliar competitividade da produção petrolífera com sustentabilidade ambiental. Assim, é fundamental um debate sobre a viabilidade da conciliação entre a sustentabilidade ambiental da expansão da produção de petróleo no Brasil.

¹ Apesar das emissões de CO₂ do consumo de derivados ser mais representativa do que as emissões na produção, todo potencial de ganho é importante para o processo de descarbonização.

Em um país com uma base de recursos renováveis tão abundante como a nossa, é de suma importância que o uso dos derivados de petróleo seja feito da forma mais eficiente possível, o que permitiria exportar mais petróleo para países que não têm as alternativas energéticas renováveis que dispomos. Vale lembrar que o problema do aquecimento é global, sendo importante reduzir as emissões, independentemente de onde elas ocorrem.

Atualmente, os campos do pré-sal correspondem a 75% do total da produção nacional. Após as descobertas de grandes campos, o resultado dos esforços exploratórios nessa área nos últimos anos tem sido decrescente. O crescimento da produção de petróleo no país nos próximos anos está associado às descobertas realizadas no último decênio. Considerando o petróleo já descoberto, o Brasil deve atingir um pico de produção antes do final da década atual, quando iniciaria trajetória de queda. A sustentação do patamar do pico de produção depende de descobertas de novas reservas petrolíferas em novas fronteiras geológicas.

Nesse contexto, o papel da exploração de petróleo e gás em novas fronteiras geológicas no Brasil passa a ser discutido. O presente estudo expõe uma análise sobre o potencial petrolífero da Margem Equatorial. As descobertas em áreas vizinhas e análogas causaram uma retomada no interesse na região e, recentemente, a Petrobras deixou evidente o grande papel da Margem Equatorial em seu planejamento de exploração. A empresa solicitou a licença de perfuração de um poço no bloco FZA-M-59, que foi negada pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). A Petrobras solicitou a reconsideração do posicionamento sobre a licença de perfuração, crucial para destravar o desenvolvimento da bacia Foz do Amazonas.

De forma a contribuir com a discussão, o estudo procurou avaliar o impacto econômico do desenvolvimento dos recursos na Margem Equatorial pode causar no Brasil. As estimativas apontam que o desenvolvimento de uma reserva total de 10 bilhões de barris teria um elevado impacto regional. O investimento total seria US\$ 100 bilhões (R\$ 500 bilhões). No ano de pico de investimentos, seriam gerados 125 mil empregos, com um acréscimo de renda de US\$ 3,5 bilhões (R\$ 17,5 bilhões). O total arrecadado pelo governo durante a vida do projeto (35 anos), em bônus de assinatura, *Royalties*, Participação Especial, Imposto de Renda e CSLL somaria US\$ 252 bilhões (R\$ 1,3 trilhão).

O aprofundamento do debate sobre o papel das novas fronteiras geológicas, em particular da Margem Equatorial, é imprescindível para o futuro da indústria petrolífera no país. Neste debate, é importante considerar não só a produtividade do petróleo, mas também os impactos econômicos e sociais para o país a partir da decisão da exploração da Margem Equatorial.

Roberto Muniz

Diretor de Relações Institucionais da CNI



2 INTRODUÇÃO

As grandes descobertas na região do pré-sal brasileiro favoreceram ao país não apenas a autossuficiência no seu abastecimento, como também a posição de um relevante exportador de petróleo. Entretanto, a sustentação desta vantagem competitiva associada ao setor dependerá de escolhas políticas complexas, dado o ambiente de crescente incerteza no setor energético mundial, em função do processo de transição energética.

Atualmente, os campos do pré-sal correspondem a 75% do total da produção nacional. Após as descobertas de grandes campos, o resultado dos esforços exploratórios na área do pré-sal nos últimos anos tem sido decrescente. Sem novas descobertas de blocos exploratórios de grande potencial, a produção de petróleo no país atingirá um pico no final da década e iniciará uma trajetória de redução. Para que o país possa sustentar sua produção petrolífera, será fundamental encontrar novas fronteiras exploratórias.

Diante desse cenário, a Margem Equatorial, localizada no extremo norte do país, figura como uma importante fronteira exploratória. A região, que se estende do litoral do Rio Grande do Norte ao Amapá e inclui cinco bacias sedimentares, detém um elevado potencial pela similaridade geológica com as bacias sedimentares da Guiana e do Suriname, que apresentaram descobertas relevantes de petróleo e gás. O Plano de Negócios da Petrobras reforça a intenção de abrir uma nova fronteira exploratória em águas profundas na região da Margem Equatorial, prevendo perfurar 16 poços nos próximos cinco anos – com investimentos programados de US\$ 3 bilhões até 2028, o que corresponde a 41% dos investimentos exploratórios da empresa para o período.

Com 289 blocos na região já aprovados para inclusão no Sistema de Oferta Permanente pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as tentativas de exploração da Margem Equatorial não foram bem-sucedidas até o momento devido às dificuldades no licenciamento ambiental. Nesse sentido, compreender a importância de novas fronteiras exploratórias dentro do contexto da transição energética e a janela de oportunidade de exploração de petróleo e gás pode assegurar uma nova frente de produção. Estes elementos deverão ser levados em conta no processo decisório para validar a exploração de petróleo *offshore* na Região Norte do país.

Este relatório busca apresentar uma discussão sobre a importância da exploração de petróleo e gás no cenário da transição energética, e sua relevância para o desenvolvimento regional e nacional. A seção 2 discute os desafios para a indústria de petróleo no contexto da transição energética, bem como a competitividade do petróleo produzido no Brasil neste cenário. Já a seção 3 considera a importância da exploração para renovação das reservas de petróleo no Brasil e, em particular, a relevância da Margem Equatorial para a sustentação da produção de petróleo nacional. A seção 4 avalia as oportunidades e os desafios para exploração de petróleo na Margem Equatorial. Por sua vez, a seção 5 analisa os impactos econômicos potenciais da exploração de petróleo na Margem Equatorial. Finalmente, a seção 6 traz as principais conclusões, onde são apontadas as questões relevantes no processo decisório para viabilizar a exploração de petróleo na Margem Equatorial.



3 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética está ganhando força com o desenvolvimento de um crescente consenso político sobre os desafios e implicações da mudança climática. Um número cada vez maior de governos e empresas se comprometeu com a transição, visando alcançar metas líquidas de emissão zero até 2050 ou 2060.

A descarbonização da economia mundial exige que o consumo de carvão, petróleo e gás seja progressivamente substituído por fontes de energia de baixo carbono. Uma das alternativas é a eletrificação, utilizando fontes renováveis de eletricidade. No entanto, apenas cerca de 20% do consumo final de energia é atendido pela eletricidade atualmente. Portanto, é improvável que a eletrificação possa substituir toda a demanda de energia coberta hoje pelo petróleo e pelo gás. Outras fontes de energia líquidas e gasosas de baixo carbono deverão se desenvolver para, gradativamente, substituir as fontes fósseis de energia.

3.1 PAPEL DO PETRÓLEO NA TRANSIÇÃO

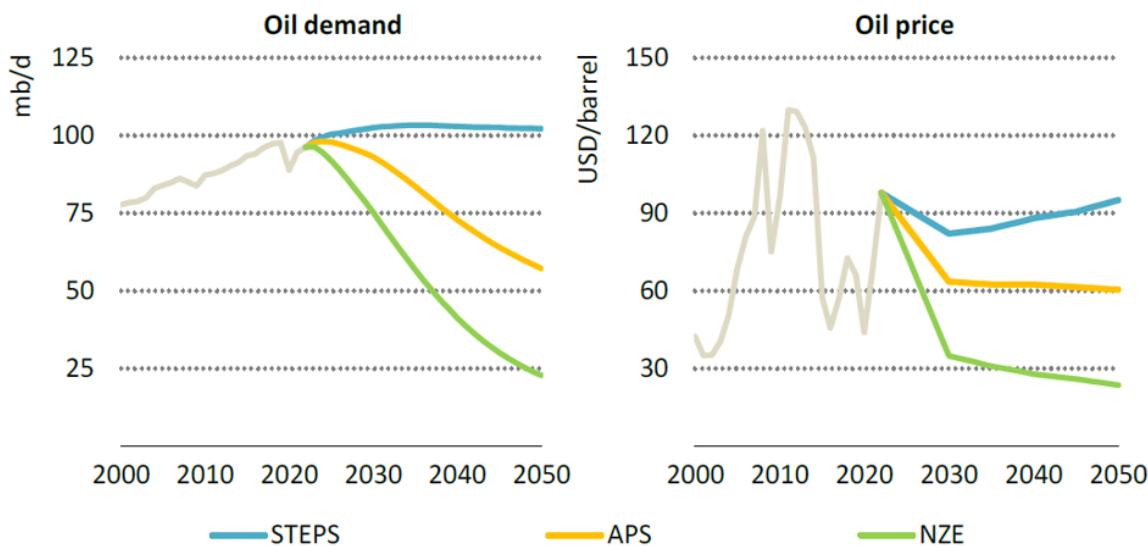
Embora haja um crescente consenso político sobre as metas de emissões de carbono líquidas zero, ainda há um alto nível de incerteza sobre como ocorrerá a transição energética. Diversas instituições internacionais e grandes empresas de energia têm publicado estudos sobre cenários de transição contendo visões sobre possíveis trajetórias que variam significativamente, pois muitas questões econômicas, tecnológicas, políticas e sociais podem afetar a velocidade e a direção da transição energética.

A Agência Internacional de Energia Renovável (*International Renewable Energy Agency - IRENA*) comparou diferentes cenários de transição energética de diferentes instituições, como *International Energy Agency (IEA)*, *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, *Greenpeace* e empresas de energia. Os cenários de transição variam em termos do nível da intensidade energética futura da economia; o nível futuro de participação de fontes de energia renováveis; e o nível futuro de eletrificação dos usos finais. Por exemplo, as opiniões sobre a parcela de energias renováveis em 2050 variam de 40% a 90%.

Da mesma forma, IRENA (2021) comparou a participação da eletricidade na oferta de energia em diferentes cenários de transição energética, mostrando uma variação entre 35% e 60%. Como esperado, quanto maior a parcela de eletricidade renovável no suprimento final de energia, menores são as emissões.

Este nível de incerteza no sistema energético mundial também se reflete nos cenários para a demanda de petróleo. A Agência Internacional de Energia (IEA) estabelece três cenários para a demanda mundial de petróleo até 2050. No cenário de Políticas Atuais (*Stated Policies Scenario - STEPS*), a demanda mundial de petróleo se manteria no atual nível de cerca de 100 milhões de barris por dia até 2050. No cenário Promessas Anunciadas (*Announced Pledges Scenario - APS*), a demanda de petróleo cairia para um patamar próximo de 60 milhões de barris por dia até 2050. Por fim, no cenário Emissões Líquidas Zero em 2050 (*Net Zero Emissions - NZE*), a demanda cairia para o patamar de 25 milhões de barris até 2050.

GRÁFICO 1 – Previsão de Demanda e dos Preços de Petróleo nos Cenários da AIE



Fonte: IEA (2023).

O Cenário *Net Zero Emissions* (NZE) apresenta um roteiro para as políticas, tecnologias e mudanças comportamentais necessárias para alcançar emissões líquidas zero em apenas três décadas. Mais do que uma previsão, o objetivo do cenário *Net Zero Emissions* (NZE) é mostrar os desafios, as oportunidades e as mudanças necessárias no cenário energético para alcançar a transição. Vale ressaltar ainda que mesmo em um cenário em que o mundo atinja um nível de emissões líquidas zero em 2050, a produção de petróleo e gás ainda será bastante significativa.

Assim, é possível concluir que a exploração e a produção de petróleo continuarão a ter um papel importante no sistema energético mundial nas próximas décadas, uma vez que será necessário garantir a oferta de petróleo para repor as reservas consumidas, além de garantir a segurança do abastecimento.

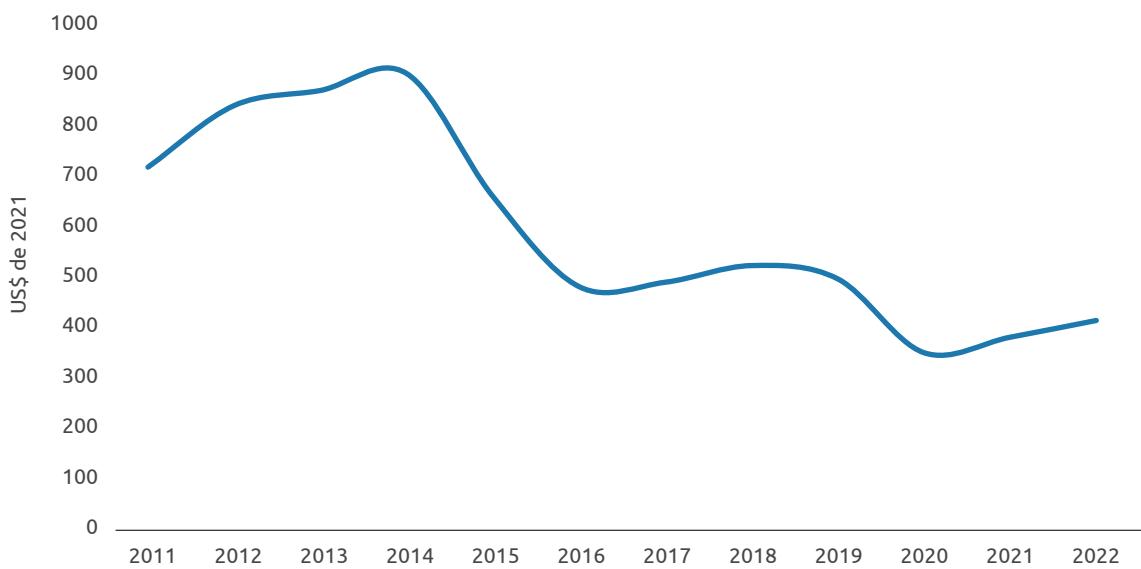
No contexto de transição energética que se desenha, a intensidade carbônica do petróleo produzido será um elemento muito importante para a competitividade das diferentes bacias petrolíferas. Isto porque a intensidade carbônica pode apresentar grande variação. Em algumas áreas petrolíferas, como as Areias Betuminosas do Canadá, a produção de um barril de petróleo pode emitir mais de 100 Kg de CO₂ equivalente. Já nos melhores campos do Brasil, esta emissão situa-se em apenas 8 Kg de CO₂ por barril. Devido às tecnologias incorporadas à produção, o petróleo brasileiro apresenta essa vantagem ambiental, o que pode garantir ao país um espaço privilegiado no mercado internacional.

3.2 INVESTIMENTOS NO SETOR PETROLÍFERO NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

O tema da segurança do abastecimento ganhou relevância nos últimos anos, tendo em vista o impacto da pandemia e o conflito geopolítico entre Rússia e Ucrânia nos investimentos realizados na indústria de energia mundial. A trajetória dos investimentos na indústria de petróleo e gás vem despertando preocupação desde 2014, quando a queda do preço do petróleo gerou impactos financeiros de longo prazo no setor.

No contexto da queda de preços do petróleo após 2014, tanto as empresas internacionais do setor quanto as empresas estatais foram forçadas a cortar investimentos para reduzir os níveis de dívida. Estas empresas se endividaram muito no período de 2010 a 2014, quando os preços do petróleo atingiram uma média próxima de 100 dólares por barril.

O que se seguiu à queda dos preços em 2014 foi um forte aumento na disciplina de capital das empresas de E&P, acompanhada de cortes significativos nos custos de produção, que resultou numa queda pela metade dos investimentos globais. Estes investimentos saíram do patamar de US\$ 800 bilhões, em 2014, para US\$ 400 bilhões, em 2016. Após 2016, observou-se uma recuperação tímida nos investimentos em E&P até 2019, quando a pandemia da Covid-19 produziu mais uma queda nos investimentos (Gráfico 2).

GRÁFICO 2 – Evolução dos Investimentos no *Upstream* no Mundo (em dólares)

Fonte: IEA (2019; 2023)

Mais recentemente, a dinâmica dos investimentos em E&P começou a sofrer impactos importantes das políticas de transição energética. Estas políticas estão aumentando as restrições de capital para investimentos no *upstream*², que engloba atividades de exploração, perfuração e produção.

Primeiramente, os investimentos em E&P são afetados pela pressão das políticas públicas sobre as empresas internacionais de petróleo e as empresas independentes europeias para promoverem a descarbonização dos portfólios de negócios. Muitas empresas petrolíferas de capital aberto se lançaram em um esforço de diversificação dos investimentos em direção às energias renováveis, em particular, no segmento de geração elétrica renovável. O último relatório da IEA sobre investimentos globais em energia deixa claro que, enquanto os investimentos em E&P sofrem, os investimentos em energia renovável continuam a crescer. Atualmente, a geração de energia elétrica renovável atrai mais investimentos que o segmento de E&P.

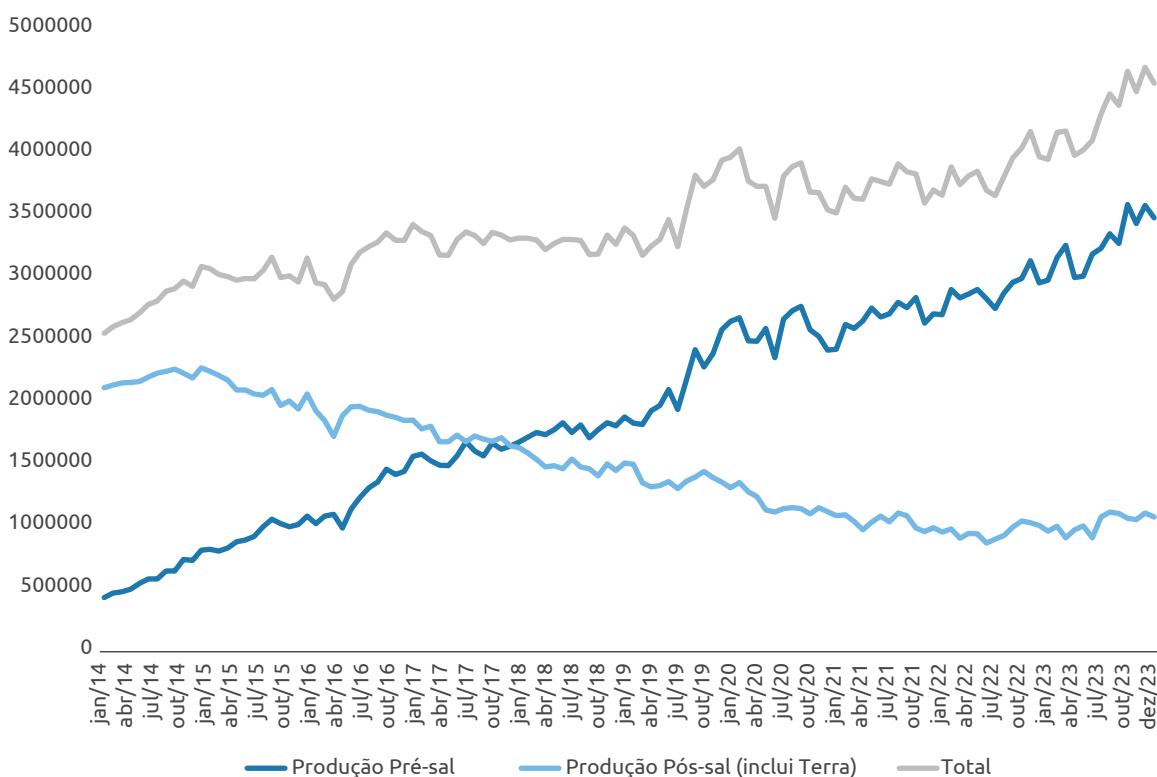
Por conseguinte, a redução dos investimentos no segmento de E&P se traduz numa maior disputa entre diferentes países e entre projetos pelos recursos disponíveis. A dinâmica de investimentos em E&P no Brasil certamente tem sido afetada pelo contexto internacional. A atratividade de E&P no país é muito assimétrica, de acordo com o tipo de ambiente de exploratório. O número de poços exploratórios no país caiu de cerca de 200 poços em

2 A indústria de petróleo tem suas atividades divididas em três segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*. No *upstream* é onde ocorre a exploração e a produção de petróleo. O *midstream* se refere ao transporte e armazenamento de petróleo bruto e gás natural antes de serem refinados e processados. No *downstream* estão envolvidas as atividades de refino e comercialização dos derivados do petróleo.

2010 para apenas 16 poços em 2020. Ou seja, está muito claro que o país tem dificuldades para atrair investimentos para além da monetização dos recursos já descobertos.

A resiliência do upstream brasileiro está concentrada em um baixo número de projetos no pré-sal. Os esforços do governo para melhorar a atratividade dos investimentos fora dessa área, através dos programas REATE³ e PROMAR⁴, ainda não produziram impactos nas tendências de produção (Gráfico 3).

GRÁFICO 3 – Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil por Tipo de Ambiente Exploratório (em barris de óleo equivalente – boe/dia)



Fonte: Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP (vários anos)

Diante do exposto, é fundamental uma reflexão sobre as prioridades e estratégias que o país deve adotar para atrair investimentos para o *upstream* no contexto de transição energética. Assim, é importante reconhecer que o potencial petrolífero nacional é muito maior que aquele associado aos campos já descobertos e criar condições para a retomada dos investimentos na exploração petrolífera.

3 Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

4 Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos.



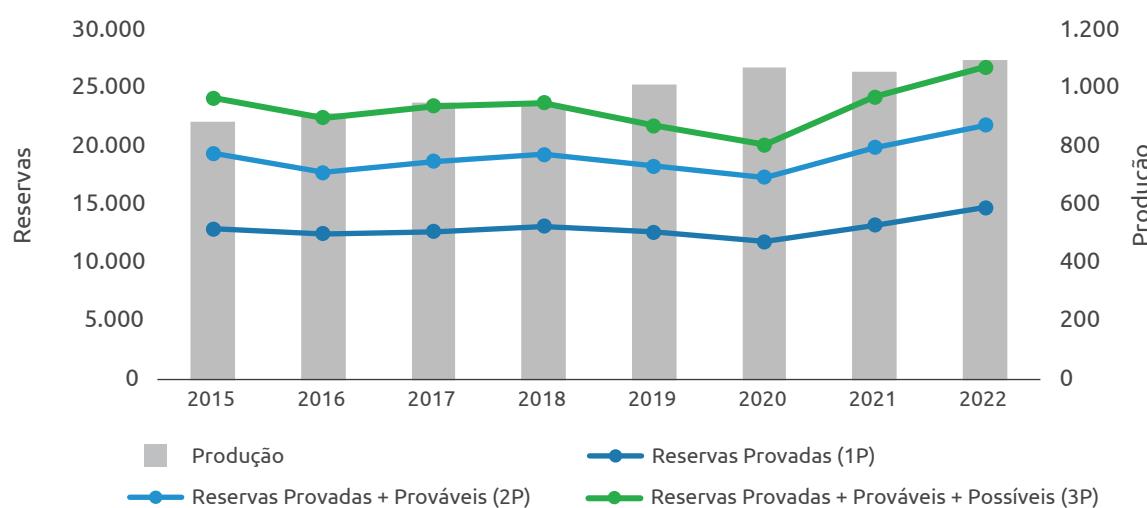
4 PAPEL DA EXPLORAÇÃO PARA RENOVAÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO BRASILEIRAS

A renovação das reservas petrolíferas é uma condição fundamental para qualquer país petroleiro manter sua produção. Atualmente, o Brasil produz cerca de 1 bilhão de barris de petróleo por ano. Ou seja, para manter o nível das reservas, é necessário descobrir o volume de 1 bilhão de barris anualmente. Desta forma, é necessário um grande esforço exploratório para preservar a capacidade de produção atual do país.

4.1 EVOLUÇÃO RECENTE E PERSPECTIVAS DAS RESERVAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO E GÁS

Um dos aspectos mais importantes, tanto para empresas quanto para países produtores de petróleo, é a garantia de um fluxo relativamente estável de geração de recursos para preservar a produção do óleo e a geração de receita no longo prazo. Para isso, é indispensável que seja dispendido um volume de investimento relevante em atividades exploratórias para ampliar ou renovar as reservas. O Gráfico 4 traz a evolução das reservas e da produção de petróleo no Brasil nos últimos anos.

GRÁFICO 4 – Evolução das Reservas e da Produção de petróleo no Brasil (milhões de barris)
– (2015-2022)

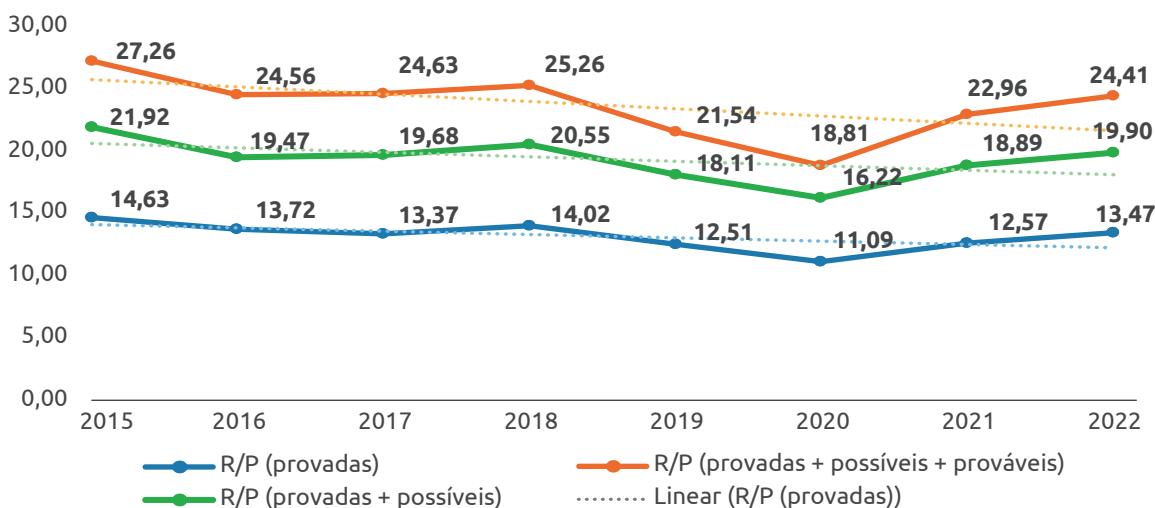


Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2023a) e ANP (2023b).

Entre 2015 e 2023, a produção brasileira anual cresceu a uma taxa média anual de 4,35%, saltando de 890 milhões de barris para pouco mais de 1,2 bilhão de barris. Somente em 2021, a produção de óleo recuou em relação ao ano anterior, devido aos efeitos da pandemia de Covid-19. Por sua vez, entre 2015 e 2020, as reservas provadas (1P) se mantiveram relativamente estáveis, enquanto as possíveis (3P) apresentaram ligeira tendência de queda. Em 2021, no entanto, as reservas apresentaram crescimento devido à inclusão de grandes volumes provenientes de revisões técnicas e econômicas da Cessão Onerosa dos Campos de Búzios e de Itapuá.

O cálculo do indicador Reservas/Produção (R/P) é um dos parâmetros utilizados para monitorar a continuidade das atividades. Ele é obtido através da divisão entre reservas de petróleo disponíveis e a quantidade de petróleo produzida em um ponto específico do tempo. O objetivo deste índice é evidenciar em quanto tempo as reservas disponíveis se esgotariam no ritmo atual de produção. O Gráfico 5 apresenta a evolução da razão R/P do Brasil.

GRÁFICO 5 – Evolução da razão Reservas/Produção do Brasil (2015-2022)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2023a) e ANP (2023b)

Uma análise conjunta dos Gráfico 4 e 5 indica que, ao passo em que a produção de petróleo no Brasil cresceu durante o período entre 2015 e 2023, os indicadores R/P recuaram. A exceção foi a partir de 2021, em que as razões R/P cresceram. No entanto, o crescimento nos últimos anos guarda relação com queda na produção, devido ao cenário de pandemia e contração da demanda por petróleo, e não com o aumento substancial das reservas. A variação das reservas, representada pelas linhas pontilhadas, indicam uma tendência de queda. Em outras palavras, mostram que o ritmo do aumento da produção vem excedendo a descoberta de novas reservas para reposição. Atualmente, caso o nível de produção se mantenha constante, o Brasil ainda seria capaz de produzir petróleo por mais 13,5 anos, considerando as reservas provadas.

QUADRO 1 – Metodologia para estimação de reservas petrolíferas

Uma etapa preliminar para a avaliação de novos projetos na indústria de petróleo e gás é o entendimento das definições adotadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para recursos e reservas. A agência reguladora utiliza os mesmos critérios da *Society of Petroleum Engineers* (SPE International), que elaborou o Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos (*Petroleum Resources Management System*, ou PRMS) para uma classificação mais consistente e confiável dos recursos de hidrocarbonetos. Basicamente, são dois os elementos de avaliação: um geológico, que depende de condições técnicas (relacionado ao grau de incerteza), e outro econômico, que depende da maturação comercial do bloco em questão (probabilidade de comercialização). A Figura 1 ilustra a classificação dos recursos petrolíferos adotada pela ANP no Brasil.

FIGURA 1 – Classificação de Recursos Petrolíferos

Total de petróleo	Petróleo descoberto	Produção				↑ Probabilidade de comercialização
		Comercial	Provadas (P1)	Prováveis (P2)	Possíveis (P3)	
		Sub-comercial	C1	C2	C3	
		Não recuperável				
Petróleo não descoberto		P90		P50	P10	
		Não recuperável				

→ Grau de Incerteza

Fonte: Adaptação de SPE (2018)

O total de petróleo equivale ao termo *Petroleum Initially in Place* (PIIP), representa a totalidade de óleo estimada para existir originalmente em acumulações naturais e abrange tanto a quantidade de óleo que já foi descoberto quanto à quantidade de óleo ainda não descoberto. Por sua vez, o petróleo descoberto é a quantidade de óleo que está contida em acumulações já conhecidas em um período específico do tempo. Já o petróleo não descoberto é a quantidade de petróleo que existem em acumulações, mas que ainda não foram descobertas.

A produção é toda a quantidade de petróleo que já foi recuperada em um período no tempo. As reservas de petróleo, por sua vez, são caracterizadas pela quantidade de óleo que pode ser comercialmente recuperável das acumulações, durante o desenvolvimento de projetos. Além disso, são subdivididas em três grupos: provadas (P1), prováveis (P2) e possíveis (P3). As reservas provadas são aquelas que a elas têm associado um menor grau de incerteza em relação ao status da produção. Também podem ser chamadas de P90, uma vez que a probabilidade de óleo recuperado dessa acumulação atinja pelo menos 90%. Já as reservas possíveis representam a quantidade de óleo com um nível de incerteza mais elevado. Para esse grupo, modelos probabilísticos apontam que pelo menos 10% do óleo desses reservatórios pode ser recuperado. O caso intermediário no que tange à incerteza é dado pelas reservas prováveis. A ANP determina um nível de recuperação de pelo menos 50% para as reservas prováveis (Resolução ANP nº 47/2014).

A segunda classificação do petróleo descoberto são os recursos contingentes, ou o petróleo sub-comercial. Englobam toda a quantidade de petróleo, já estimada em um período específico, que potencialmente pode ser recuperada de acumulações já conhecidas. No entanto, no momento, são consideradas sub-comerciais devido a uma ou mais contingências. Dentre eles, estão a dependência do desenvolvimento de determinada tecnologia para extração do óleo, a falta de mercados viáveis ou até mesmo avaliações não conclusivas sobre o acúmulo que dificultam conclusões mais assertivas sobre a comercialidade do óleo. Assim como as reservas, os recursos contingentes também podem ser classificados quanto ao grau de incerteza, sendo C1 o mais baixo e C3, o mais elevado.

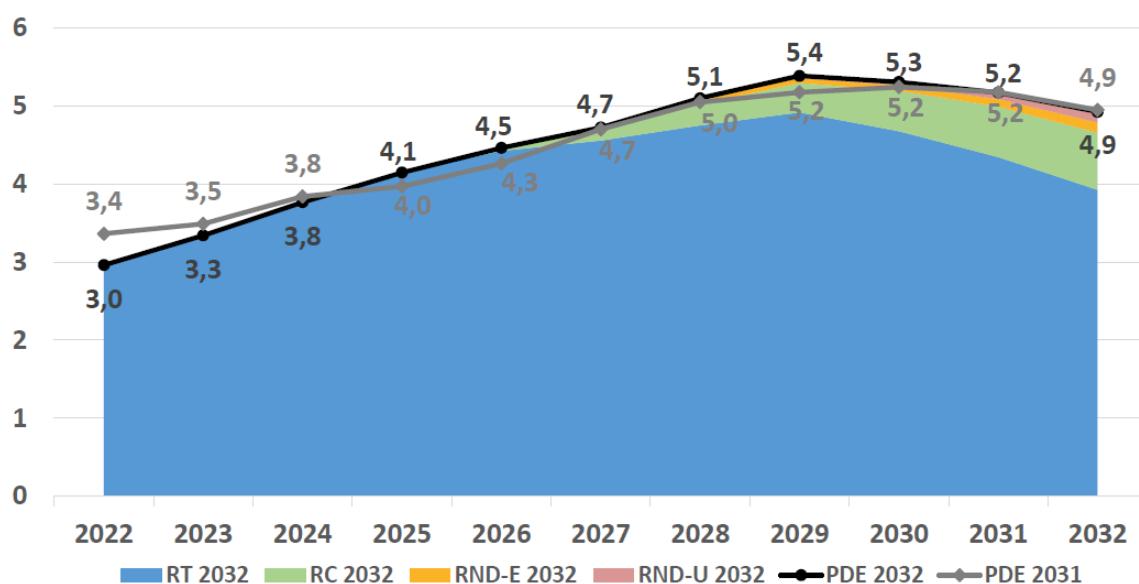
A terceira e última categoria do petróleo descoberto é o óleo não recuperável. Como o próprio nome sugere, se refere a uma parcela das acumulações que, por condições geológicas ou restrições físico-químicas, não pode ser extraída. No entanto, é importante destacar que parte do óleo que hoje é considerada não recuperável pode se tornar comercial no futuro, caso ocorram melhorias na tecnologia.

4.2 PERSPECTIVAS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS E POTENCIAL DA MARGEM EQUATORIAL

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032), publicado pela empresa de Pesquisa Energética (EPE), revela que cerca de 95% da produção total de petróleo na próxima década terá origem em recursos já descobertos. Isto é, a soma entre os recursos totais (RT) e os recursos contingentes (RC). A maior parte desta parcela será sustentada pelo óleo extraído das Bacias de Campos e de Santos. Dentre elas, cita-se o bloco BM-C-33, cujas reservas estimadas são de 1 bilhão de barris. A produção tem início previsto para 2028 e os investimentos devem se aproximar dos US\$ 9 bilhões.

Em relação às reservas contingentes, estima-se que deverão se converter em produção a partir de 2026, com um tímido crescimento anual. Em 2032, pouco menos de 20% da recuperação do óleo virá das reservas contingentes. Se uma parcela relativamente pequena da produção futura será sustentada por reservas contingentes, uma parcela ainda menor da produção terá origem em recursos ainda não descobertos (RND), seja pelas empresas em áreas já contratadas (RND-E) ou pela União em áreas ainda não contratadas (RND-U).

GRÁFICO 6 – Previsão da produção de petróleo por categoria de recurso (milhões de barris ao dia) – (2022-2032)



Fonte: EPE (2022a)

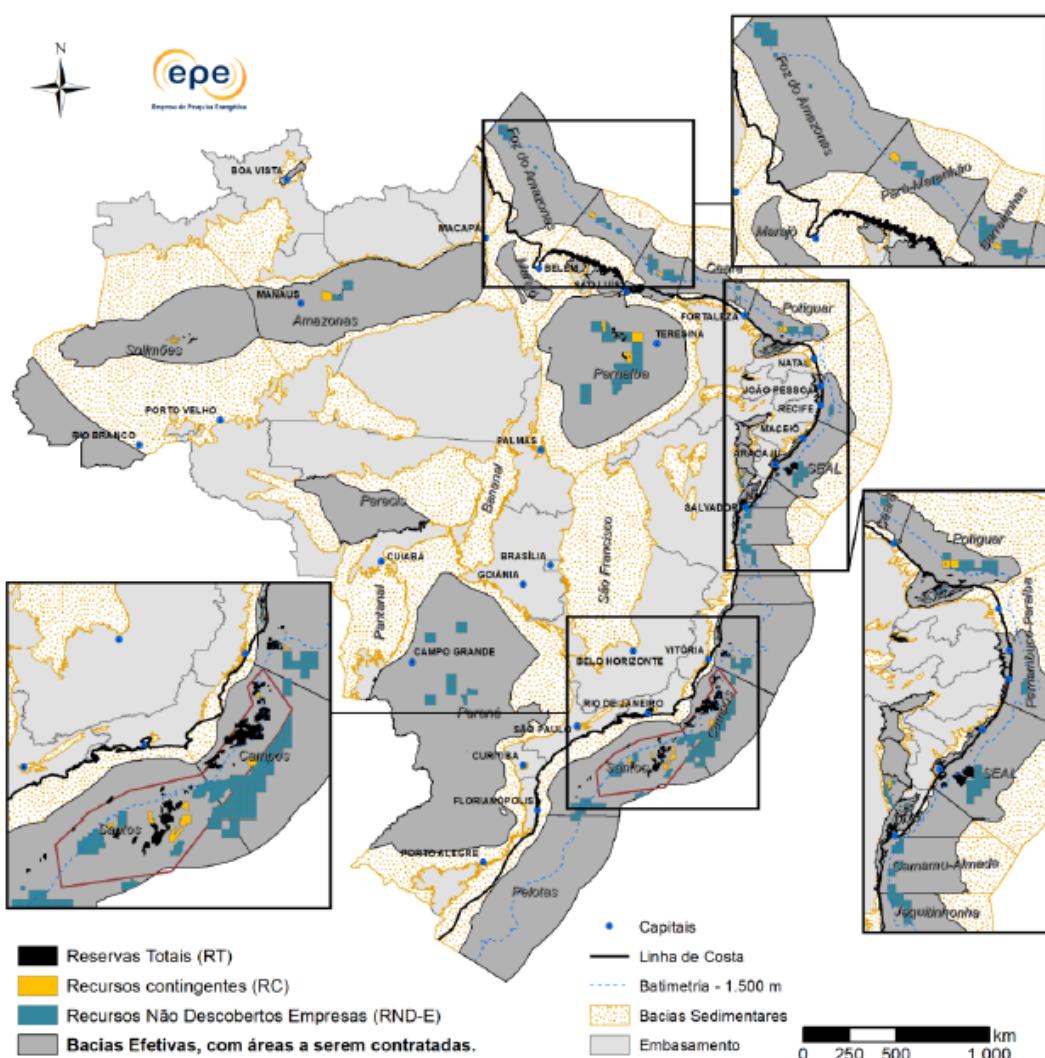
Nota: RT = Reservas Totais; RC = Reservas Contingentes; RND-E = Reservas Não Descobertas em áreas já contratadas por Empresas; RND-U = Reservas Não Descobertas da União, em áreas ainda não contratadas.

Entre 2021 e 2029, a produção de petróleo no país deverá crescer cerca de 86%. Em média, o aumento anual na quantidade produzida será de 8%. Nesse sentido, com a aceleração do ritmo produtivo e sem as devidas reposições nas reservas, a razão Reserva/Produção

tende a sofrer reduções. Portanto, sem a descoberta e exploração de óleo em novas áreas, o esgotamento das reservas brasileiras será antecipado.

No que se refere às estimativas de produção, o PDE 2032 mapeia 911 unidades produtivas. Cada unidade se refere às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação, além de áreas que possam conter prospectos que ainda não foram perfurados. Em relação às reservas totais, que apresentam maior certeza em relação à comercialidade e ao menor risco geológico, a grande maioria fica localizada nas Bacias de Campos e de Santos. No entanto, há sinais claros de esgotamento na área do pré-sal. Em dezembro de 2022, foram ofertados 11 blocos nesta área. Destes, foram arrematados somente quatro blocos. Além disso, desde 2016, poucas notificações foram feitas em relação aos poços com descobertas na região (MME, 2023). A Figura 2 apresenta as unidades produtivas analisadas no PDE 2032.

FIGURA 2 – Mapeamento das Unidades Produtivas - PDE 2032



Fonte: EPE (2022)

A Figura 2 aponta que ainda existe um potencial a ser explorado nas Bacias SEAL (nos estados de Sergipe e Alagoas), Potiguar (Rio Grande do Norte), Ceará, Barreirinhas (Maranhão), Pará-Maranhão e Foz do Amazonas (Amapá e Pará). Nessas bacias em questão, estima-se que existam grandes quantidades de recursos em unidades contratadas (RND-E 2032). Portanto, se é o objetivo da Política Energética Nacional fazer com que o Brasil continue figurando entre os maiores produtores mundiais de petróleo, além de garantir a segurança energética, a exploração de óleo em novas áreas deve ser prioritária para que haja reposição no nível de reservas. Não obstante, é imprescindível aumentar a oferta de gás natural, já que uma parcela significativa da demanda doméstica por gás é, atualmente, atendida pela importação de gás boliviano, que já apresenta declínio em sua produção. Sem perspectivas de novas descobertas, a expectativa é que a Bolívia deixe de ser uma exportadora de gás até meados de 2030.

Entre as unidades produtivas mapeadas no Brasil, a Petrobras anunciou a comercialidade de alguns blocos em águas profundas na bacia do Sergipe-Alagoas (SEAL), localizados em sete campos (Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Cavala e Palombeta). A estimativa da estatal é uma produção na faixa dos 120 mil barris de petróleo por dia, com previsão de início a partir do ano de 2026.

Outra região promissora para evitar o declínio da produção de óleo e gás no Brasil é a Margem Equatorial, que fica localizada nas proximidades da Linha do Equador, entre a costa dos estados do Amapá e do Rio Grande do Norte. Segundo o estudo de Barros Filho, Carmona e Zalán (2021), há indícios do potencial do porte de um “novo pré-sal” somente na Bacia do Pará-Maranhão (PAMA). A expressão refere-se a expectativa, como constatado na vizinha Guiana, da existência de campos de petróleo que, em conjunto, apresentam volume comparável ao pré-sal no Sudeste brasileiro. O estudo concluiu que o Potencial Petrolífero da Bacia do PAMA é da ordem de 20-30 bilhões de barris recuperáveis. Este potencial petrolífero estende-se para a Bacia da Foz do Amazonas, ao norte (margem do Estado do Amapá) e ao sul (margem norte do Estado do Pará) do Cone do Amazonas; bem como para a Bacia de Barreirinhas (Estados do Maranhão, Piauí e Ceará).

A Bacia da Foz do Amazonas também recebe destaque pois, além de apresentar elevado potencial de produção de recursos, é tida como a fronteira atual das atividades de extração e produção de petróleo no Brasil. Essa Bacia fica localizada no extremo noroeste da Margem Equatorial Brasileira, e se estende entre a baía de Marajó, no Pará, e a fronteira com a Guiana Francesa. Estimativas feitas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) apontam que, devido às similaridades das descobertas da Foz do Amazonas com a Guiana e o Suriname, existe o potencial para recuperação de 10 bilhões de barris de petróleo na área brasileira (MME, 2023). A título de comparação, em 2022, as reservas provadas de petróleo no Brasil se aproximavam de 15 bilhões de barris. Portanto, considerando

a possibilidade de recuperação de 10 bilhões de barris somente da Foz do Amazonas, o potencial de aumento nas reservas provadas é de mais de 40%.

É importante ressaltar que todas as unidades produtivas (UPs) mapeadas nessa região ainda são classificadas como recursos contingentes (RC) ou como recursos não descobertos pelas empresas (RND-E). Portanto, é necessário um esforço para agilizar a conversão dessas UPs em Reservas Totais (RT) para que fiquem mais próximas do estágio da produção.



5 OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA MARGEM EQUATORIAL

Para avaliar o potencial dos blocos na área da Margem Equatorial para a sustentação futura da produção de petróleo no Brasil, essa sessão detalha o histórico da área e as razões para o recente otimismo referente à sua geologia. As grandes descobertas em zonas com geologia análoga em países vizinhos mudaram as perspectivas de exploração, atraindo o interesse de empresas e governantes da região.

No entanto, principalmente pela localização da área da Foz do Amazonas, a área envolve sensibilidade ambiental e as dificuldades de licenciamento historicamente afastaram as operadoras que atuaram em blocos da região. Recentemente, o processo de licenciamento do bloco FZA-M-59 criou um conflito entre Ibama e Petrobras, constituindo um debate nacional. Buscamos oferecer ao leitor elementos para compreensão dessa discussão.

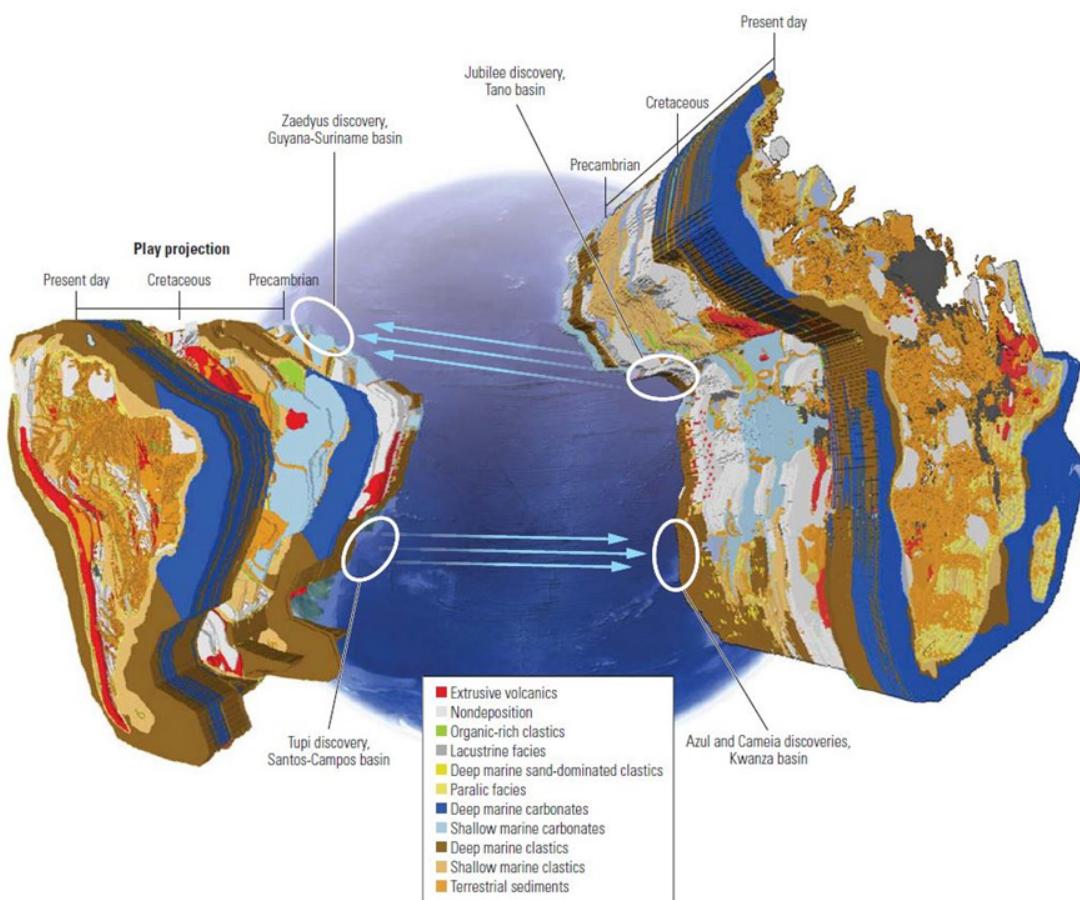
5.1 NOVAS DESCOBERTAS E A REDUÇÃO RISCO GEOLÓGICO NA MARGEM EQUATORIAL

A atenção com a Margem Equatorial na área do Atlântico foi iniciada em 2007, com descobertas de petróleo em águas profundas na costa Africana, a qual compartilha características geológicas da costa da América do Sul. O campo de Jubilee foi descoberto em Gana ainda em 2007. Seguiram-se outras descobertas e os campos detêm reservas de 1 bilhão de barris de petróleo e produzem atualmente cerca de 140 mil barris por dia.

De acordo com a Teoria Conjugada do Atlântico de Auge - *Atlantic Conjugate Theory Auge* (Brune *et al.*, 2014; Alleyne, Layne; Soroush, 2018), devido à conexão histórica da África e da América do Sul como uma única massa de terra, vários países situados em lados opostos da Bacia Atlântica na região sul possuem geologias comparáveis, apesar de estarem a milhares de quilômetros de distância na era atual. Consequentemente, as companhias de petróleo começaram a comprar blocos no lado oposto do Atlântico, uma vez que fazem descobertas em ambos os lados da bacia, uma estratégia comumente chamada de “Teoria da Imagem Espelhada”. Essa abordagem é amplamente reconhecida na indústria, pois a geologia do petróleo da região se assemelha muito à da África Ocidental.

As bacias da Margem Equatorial da Guiana, abrangendo as regiões costeiras da Guiana, Suriname, Guiana Francesa e pequenas porções da Venezuela e do Brasil, compreendem componentes *offshore* e terrestre (Stolte, 2013). Acredita-se que o sistema petrolífero nas bacias das Guianas se assemelhe ao sistema petrolífero presente na África Ocidental, onde descobertas significativas de petróleo foram feitas nos últimos anos, como a descoberta do Jubilee na Bacia de Tano, na costa de Gana (Stolte, 2013). Presume-se que a Formação Canje, depositada há aproximadamente 90 milhões de anos, seja a rocha fonte encontrada em sistemas de petróleo relacionados com descobertas de petróleo na África Ocidental, e foi depositada durante o tempo em que a América do Sul e a África se separaram na Margem da Transformação do Atlântico Equatorial (Figura 3).

FIGURA 3 – Margens Conjugadas do Atlântico Sul ao longo do tempo geológico



Fonte: Bryant, et al. (2012)

O potencial de exploração de petróleo na região sul-americana do Oceano Atlântico Equatorial foi confirmado em 2011 com uma descoberta no campo de Zaedyus, na Guiana Francesa, que fica a 50 km da fronteira com o Amapá. Essa descoberta motivou o sucesso na licitação de blocos na Margem Equatorial brasileira, na 13ª Rodada de Licitação de Blocos para Exploração e Produção, realizada pela ANP em 2013.

Em 2015, a ExxonMobil obteve sucesso no primeiro poço de exploração, Liza 1, localizado a 120 milhas da costa sul-americana da Guiana, e no bloco Stabroek, na bacia Guiana-Suriname. A ExxonMobil já realizou 18 descobertas comerciais na área que totalizam 9 bilhões de barris de óleo recuperável. A empresa já produz 150 mil barris por dia no Campo de Liza e planeja produzir 750 mil barris em 2025. Para desenvolver o quarto e maior projeto da empresa no bloco Stabroek *offshore*, chamado Yellowtail, a ExxonMobil investiu US\$ 10 bilhões, com uma previsão de produção de até 1,2 milhão de barris de óleo equivalente por dia até 2027 (EXXONMOBIL, 2023).

De acordo com o relatório da *Brandon Hill Capital* em 2017, a bacia chamou atenção após a divulgação do Serviço Geológico dos Estados Unidos de que a Bacia da Guiana-Suriname possuía as maiores reservas inexploradas da América do Sul, perdendo apenas para a Bacia de Santos e Campos no Brasil (Figura 4).

FIGURA 4 – Bacia da Guiana

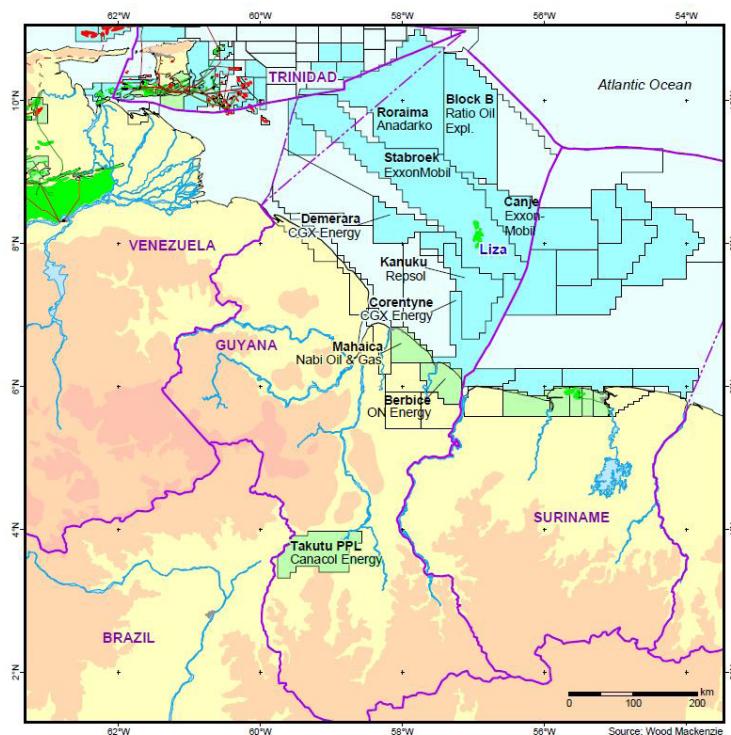


Figura: Wood Mackenzie (2017)

Em 2023, a ExxonMobil decidiu investir no desenvolvimento do Campo de Uaru, na costa da Guiana, após receber as aprovações governamentais e regulatórias necessárias. A empresa espera que Uaru, o quinto projeto no bloco Stabroek *offshore* da Guiana, adicione aproximadamente 250 mil barris de capacidade diária após uma inicialização planejada para 2026. Serão US\$ 12,7 bilhões em investimentos adicionais no crescente setor de energia da Guiana.

Com o objetivo de reduzir custos e acelerar o desenvolvimento de suas operações na Guiana, a ExxonMobil conta com uma base de quase 1.000 fornecedores locais no país, mostrando o crescimento das capacidades da cadeia de suprimentos na região. A empresa planeja ter seis FPSOs até o final de 2027, aumentando a capacidade de produção da Guiana para mais de 1,2 milhões de barris por dia (ExxonMobil, 2023).

Além das descobertas e investimentos realizados pela ExxonMobil, outras três descobertas foram feitas pelas companhias Repsol e Tullow na Guiana. No Suriname, a partir de 2019, quatro descobertas comerciais foram realizadas pelas companhias Apache e Petronas. Do ponto de vista geológico, todas estas descobertas na Guiana, Suriname e Guiana Francesa têm um significado ainda mais importante para o Brasil, pois tudo indica que o potencial petrolífero realizado nestes países vizinhos se estende pelo litoral da Margem Equatorial brasileira.

5.2 HISTÓRICO DO ESFORÇO EXPLORATÓRIO NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

A Margem Equatorial brasileira reúne áreas de águas profundas em bacias próximas à linha do Equador entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte (Figura 5). Apesar de ser considerada a nova fronteira para o E&P brasileiro, já há um histórico de exploração nas bacias.

FIGURA 5 – Blocos exploratórios da Margem Equatorial



Fonte: Petrobras, Fatos e Dados (2023b)

A Bacia de Potiguar foi o local da primeira descoberta de petróleo em águas profundas na costa equatorial brasileira. Em 2013, durante a perfuração no bloco POT-M-855, a descoberta da área de Pitu ocorreu a 60 km da costa do Rio Grande do Norte. Os blocos envolvidos no projeto, POT-M-855 e POT-M-853, foram contratados na 7ª rodada e o consórcio é composto pela Petrobras (40%), BP (40%) e Petrogal (20%).

A descoberta de Pitu confirmou a presença de óleo. Entretanto, os volumes e a viabilidade do reservatório ainda serão definidos com a conclusão da campanha exploratória da região. Após enfrentar dificuldades no licenciamento ambiental, em outubro de 2023 a Petrobras recebeu a licença para perfurar dois poços (Pitu Oeste e Anhangá) nos blocos BM-POT-17 e POT-M-762, na Bacia Potiguar da Margem Equatorial. Com a perfuração do poço exploratório de Pitu Oeste, a empresa informou, em janeiro de 2024, que identificou a presença de hidrocarbonetos. A partir de estudos complementares, a companhia pretende obter mais informações geológicas da área para avaliar o potencial dos reservatórios e direcionar as próximas atividades exploratórias na área.

A área mais promissora e mais controversa é a bacia do Foz do Amazonas. Durante as 5ª e 6ª Rodadas de Licitação de Blocos para Exploração e Produção, realizadas pela ANP em 2003 e 2004, respectivamente, a Petrobras arrematou sozinha 21 blocos⁵. No entanto, em 25/11/2008, a Petrobras devolveu todos os blocos da 5ª Rodada à União (exceto o bloco FZA-M-321, que foi devolvido em 07/10/2008). Cerca de um ano depois, em 23/11/2009, foram devolvidos todos os blocos da 6ª Rodada. A justificativa para as devoluções foi o encerramento da fase exploratória.

Alguns anos mais tarde, novos blocos na bacia Foz do Amazonas voltaram a aparecer nas Rodadas de Licitação. O interesse pela área foi evidente na 11ª Rodada de Licitações de Blocos promovida pela ANP em 2012, quando foram arrematados 14 blocos na região da Foz do Amazonas – incluindo dois blocos que haviam sido devolvidos pela Petrobras anos antes (FZA-M-254 e FZA-M-320). Do setor SFZA-AP1, oito dos novos blocos foram arrematados, com sete empresas ganhadoras. Já do setor SFZA-AR1, foram oferecidos 56 blocos, porém somente dois foram arrematados, com duas empresas vencedoras. No caso do setor SFZA-AP2, estavam disponíveis para oferta um total de seis blocos e um deles foi arrematado por uma única empresa. Por fim, do setor SFZA-AR2, foram arrematados três blocos, por duas empresas vencedoras, dentre os 26 disponíveis na oferta. O somatório do bônus ultrapassou os R\$ 800 milhões. A Tabela 1 sintetiza os blocos arrematados na Bacia Foz do Amazonas durante a 11ª Rodada.

⁵ Blocos arrematados na bacia Foz do Amazonas na Rodada 5: FZA-M-183, FZA-M-216, FZA-M-217, FZA-M-251, FZA-M-252, FZA-M-253, FZA-M-254, FZA-M-286, FZA-M-287, FZA-M-288, FZA-M-320 e FZA-M321. Já na Rodada 6, foram arrematados os seguintes blocos: FZA-M-533, FZA-M-534, FZA-M-569, FZA-M-570, FZA-M-571, FZA-M-605, FZA-M-606, FZA-M-607 e FZA-M-608.

TABELA 1 – Blocos arrematados na Bacia Foz do Amazonas durante a 11ª Rodada de Licitações da ANP (2013)

Setor	Bloco Arrematado	Vencedor(es)	Operador	Bônus (R\$ milhões)
SFZA-AP1	FZA-M-125	Total E&P Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%)	Total E&P Brasil	10,318
	FZA-M-127	Total E&P Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%)	Total E&P Brasil	40,462
	FZA-M-184	OGX (100%)	OGX	30,000
	FZA-M-57	Total E&P Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%)	Total E&P Brasil	345,950
	FZA-M-59	BP EOC (70%) e Petrobras (30%)	BP EOC	44,506
	FZA-M-86	Total E&P Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%)	Total E&P Brasil	10,318
	FZA-M-88	Total E&P Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%)	Total E&P Brasil	214,449
	FZA-M-90	Queiroz Galvão (35%), Pacific Brasil (30%) e Premier Oil (35%)	Queiroz Galvão	54,218
SFZA-AR1	FZA-M-254	Brasoil Manati (100%)	Brasoil Manati	5,968
	FZA-M-320	Ecopetrol (100%)	Ecopetrol	4,000
SFZA-AP2	FZA-M-257	BHP Billiton (100%)	BHP Billiton	20,100
SFZA-AR2	FZA-M-324	BHP Billiton (100%)	BHP Billiton	10,050
	FZA-M-467	Brasoil Manati (100%)	Brasoil Manati	4,532
	FZA-M-539	Brasoil Manati (100%)	Brasoil Manati	8,022

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2013)

Entre os blocos arrematados, a Petrobras já planeja perfurar o primeiro poço na Bacia Foz do Amazonas, batizado de Morpho, localizado no bloco FZA-M-59. O poço se encontra a uma distância superior a 160 km do ponto mais próximo da costa do Amapá e a mais de 500 km da foz do Rio Amazonas. Além disso, a perfuração desse poço ocorrerá em profundidades de aproximadamente 2.880 metros abaixo da lâmina d’água, o que representa um desafio técnico (Petrobras, 2023a). Para a Bacia Pará-Maranhão, há a previsão de perfuração de dois poços a partir de 2026.

A companhia considera a área de extrema importância para o aumento das reservas de óleo e gás e do crescimento da produção nacional. Isto, por sua vez, promoverá o desenvolvimento econômico local de toda a região da Margem Equatorial, que se estende desde o Amapá até o Rio Grande do Norte.

5.3 DESAFIOS PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL NA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

As descobertas nas Guianas não deixam dúvidas sobre o potencial geológico da Margem Equatorial, mais especificamente da região do Foz do Amazonas. Entretanto, as empresas petrolíferas não tiveram sucesso até o momento em viabilizar o licenciamento ambiental para explorar. Desta forma, é fundamental entender as características do processo de licenciamento ambiental brasileiro e os principais entraves para o licenciamento da exploração de petróleo na Foz do Amazonas.

5.3.1 O PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O processo de licenciamento ambiental brasileiro é um dos principais mecanismos de operacionalização da Política Nacional do Meio Ambiente. Por definição da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, é o procedimento administrativo destinado a licenciar as atividades ou os empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental. Seu objetivo é garantir que o desenvolvimento econômico e social ocorra em um ambiente ecologicamente equilibrado.

Ao todo, o processo de licenciamento ambiental compreende 11 etapas, a saber: (1) abertura de processo; (2) triagem e enquadramento; (3) definição de escopo; (4) elaboração do estudo ambiental; (5) análise de conformidade; (6) requerimento de licença; (7) envolvimento público; (8) análise técnica; (9) tomada de decisão; (10) pagamento; e (11) acompanhamento (IBAMA, 2023).

Na primeira etapa, o empreendedor deve preencher o Formulário de Caracterização de Atividade (FCA), que serve de subsídio para que o Instituto Nacional do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) tome decisões nas duas etapas seguintes. Para o caso específico de atividades de exploração e produção de petróleo e gás, além do FCA, também devem ser enviadas ao Ibama o cronograma, o Plano de Controle Ambiental (PCA) e o Plano de Monitoramento Ambiental (PMA).

Na segunda etapa, cabe ao Ibama utilizar critérios técnicos para definição do potencial de degradação ambiental da atividade. Em seguida, na terceira etapa, são definidos os principais aspectos ambientais associados aos eventuais impactos da degradação ambiental. Ao final da etapa, o produto é um documento chamado Termo de Referência (TR), cujo objetivo é determinar diretrizes e critérios técnicos que fundamentarão a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

Já na quarta etapa, EIA deverá apresentar a avaliação de impacto do projeto para os órgãos responsáveis pela tomada de decisão sobre à emissão da Licença Ambiental. Além de apresentar os impactos, também deve conter as medidas que serão adotadas para evitar, reduzir e compensar os impactos negativos. Em seguida, na quinta etapa, toda a documentação é entregue pelo empreendedor ao Ibama, que pode habilitar ou não para a efetuação de requerimento da licença, que corresponde à sexta etapa. Em caso negativo, o Ibama informa ao empreendedor quais adequações são necessárias.

Após o requerimento da licença, o Ibama ainda pode convocar o público geral, através de reuniões ou de audiências públicas durante a sétima etapa. O objetivo é enriquecer o processo com contribuições externas que serão utilizadas na análise técnica, oitava etapa. Após a análise, o Ibama toma sua decisão, indeferindo ou não, sobre o pedido de Licença Ambiental. Nesta nona etapa, o órgão ambiental pode voltar a solicitar novos documentos e informações complementares para conferir maior embasamento em sua decisão definitiva.

Por fim, na décima etapa, ocorre o pagamento feito pelo empreendedor para obtenção da Licença Ambiental, além de remunerar os trabalhos que foram feitos pelo Ibama no decorrer do processo. Feito o pagamento via Guia de Recolhimento da União (GRU), finalmente é concedida a Licença Ambiental ao empreendedor solicitante.

Após concedida a licença, entra em vigor a última etapa, que é o processo de acompanhamento. Nesta etapa, cabe ao Ibama acompanhar a implementação, instalação e operacionalização do empreendimento em questão, além de realizar a auditoria, com monitoramento dos impactos ambientais e da efetividade das medidas de mitigação. Ademais, também são realizadas algumas visitas técnicas para checagem periódica do empreendimento no que se refere ao cumprimento da legislação ambiental e aplicação de eventuais medidas administrativas como multas e até mesmo o embargo do projeto.

Embora exista um mecanismo geral para a concessão da Licença Ambiental, existem algumas particularidades neste processo a depender dos tipos de atividades que serão desenvolvidas. Para os empreendimentos de petróleo e gás, por exemplo, as empresas precisam apresentar ao órgão um Plano de Avaliação Ambiental (PAA), para que assim consigam uma Licença Prévia (LP). A LP é concedida no estágio inicial do planejamento do empreendimento. Nela, são aprovadas a localização e a concepção do projeto, além de ser atestada a viabilidade ambiental e estabelecidas as condições que devem ser atendidas nas fases seguintes.

Em seguida, para conseguirem a Licença de Instalação (LI) – necessária para autorização da instalação do empreendimento com as especificações aprovadas, incluindo as de controle ambiental – devem entregar o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) junto com Plano

de Controle Ambiental (PCA). Cabe destacar que é sobre os últimos dois documentos que se encontram os maiores desafios atuais no caso da exploração de petróleo e gás na região da Foz do Amazonas.

Por último, para obterem a Licença de Operação (LO) e finalizarem o processo de licenciamento ambiental, as empresas têm de atribuir um Plano de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD). A LO é responsável pela autorização do desenvolvimento do empreendimento após o efetivo cumprimento do que consta nas licenças anteriores (MMA, 2023).

5.3.2 OS ENTRAVES À OBTENÇÃO DA LICENÇA AMBIENTAL NA BACIA FOZ DO AMAZONAS

Depois do entusiasmo da 11ª Rodada de Licitação, as dificuldades para o licenciamento mudaram as perspectivas para as empresas de atuação na Margem Equatorial. Diante de várias tentativas fracassadas de licenciar a perfuração de poços na Foz do Amazonas, as empresas internacionais passaram a devolver para a União os blocos adquiridos, para focar seu esforço exploratório em outros países, em particular na África e nas Guianas.

A BHP Billiton foi a primeira empresa a desistir da exploração de petróleo e gás na Bacia Foz do Amazonas. A empresa optou por devolver a concessão dos blocos FZA-M-257 e FZA-M-324 para a ANP no dia 16 de fevereiro de 2018. À época, a BHP alegou que a devolução ocorreu devido a uma necessidade de gerenciamento de seu portfólio.

Já dois anos mais tarde, em setembro de 2020, foi a vez da Total E&P Brasil desistir de explorar petróleo na região. Para isso, a empresa transferiu para a Petrobras as suas fatias nos blocos arrematados durante a 11ª Rodada. Nesse sentido, a Petrobras assumiu a participação da Total E&P Brasil nos blocos FZA-M-215, FZA-M-127, FZA-M-57, FZA-M-86 e FZA-M-88, com a anuência do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Portanto, na nova configuração, a Petrobras seria responsável por 70% de participação na exploração dos blocos em questão, se tornando a operadora. A decisão da Total E&P Brasil foi motivada pelas dificuldades na obtenção da Licença Ambiental para início das atividades de perfuração, que teve pedido negado pelo Ibama em quatro ocasiões.

A justificativa do órgão ambiental consistiu nas “notórias dificuldades encontradas pela empresa para solucionar questões técnicas para a realização da perfuração, em especial aquelas ligadas a apresentar um Plano de Emergência Individual que seja exequível e comparável com a extrema sensibilidade ambiental da região”. De acordo com o Despacho nº 4072539/2018 do Gabinete da Presidência do Ibama, a Total E&P Brasil chegou a enviar cinco versões do EIA, mas que em nenhuma delas foi apresentado um projeto satisfatoriamente seguro para realizações de perfurações exploratórias. Além disso, não havia evidências de que a empresa seria capaz de promover um escoamento compatível com as características ambientais da Bacia Foz do Amazonas.

O bloco FZA-M-320, arrematado pela colombiana Ecopetrol com um bônus de R\$ 4 milhões, também gerou alguns entraves. Em 2015, com o aval da ANP, a Ecopetrol decidiu vender 30% da sua participação no bloco para a JX Nippon Oil & Gas, do Japão, porém ainda se manteve como operadora. Cinco anos depois, em 2020, a empresa acabou optando pela devolução do bloco à ANP, assim como feito pela Total E&P Brasil, devido à dificuldade de obtenção da Licença Ambiental.

Em 2021, foi a vez da britânica BP formalizar sua desistência de desenvolver projetos de exploração e produção de petróleo e gás nos seis blocos da Bacia Foz do Amazonas em que saiu vencedora na 11ª Rodada da ANP. No caso dos blocos FZA-M-215, FZA-M-127, FZA-M-57, FZA-M-86 e FZA-M-88, os 30% de participação da BP foram vendidos à Petrobras, que se tornou responsável única com a totalidade da participação. Além disso, a BP também transferiu seus 70% de participação no bloco FZA-M-59 à Petrobras. Dentre as razões que justificaram a decisão da BP está a negação do Ibama para a concessão da Licença Ambiental necessária para o desenvolvimento de projetos na região. Além disso, o órgão ambiental solicitou em algumas ocasiões informações adicionais à BP para dar prosseguimento ao processo de licenciamento. Inclusive, a BP solicitou a suspensão do contrato referente ao bloco FZA-M-59, cujo pedido foi negado pela ANP.

Ainda em se tratando do bloco FZA-M-59, o processo de licenciamento do bloco tem sido polêmico e alvo de conflito entre Petrobras e Ibama. De um lado, a petroleira alega que já atendeu a todos os requisitos e exigências técnicas e jurídicas previstos para que seja permitida a perfuração de um poço exploratório. Por outro lado, o Ibama indeferiu o pedido de licença solicitado, em maio de 2023, alegando “inconsistências técnicas”, o que surpreendeu a Petrobras. Como resposta à negativa, a estatal entrou com recurso para reconsideração, mas, dada a ausência de prazos, optou por deslocar o navio-sonda NS 42, que estava no Amapá, para a Bacia de Campos, na primeira semana de junho.

Por sua vez, os blocos FZA-M-254 e FZA-M-539 foram transferidos à PRIO (antiga PetroRio), após a empresa comprar a Brasoil Manati, em 2017. No entanto, em 2019, a PRIO solicitou à ANP a suspensão dos contratos de concessão dos referidos blocos. A empresa alegou um grande atraso no processo de licenciamento. A ANP negou o pedido de suspensão ao não encontrar evidências de atraso na obtenção da licença.

A Enauta, antiga Queiroz Galvão E&P, detém atualmente 100% de participação no bloco FZA-M-90. Tanto os processos de levantamento sísmico 3D quanto o processamento de dados já foram concluídos, mas a empresa ainda aguarda a obtenção da Licença Ambiental para começar a fazer as perfurações. A empresa enviou à ANP uma solicitação para que fossem restituídos 282 dias referente ao período exploratório do bloco, dadas as dificuldades no licenciamento. O pedido, por sua vez, foi atendido.

Por último, cabe ressaltar que a OGX acabou desistindo da aquisição de todos os blocos em que foi vencedora na 11ª Rodada, incluindo o FZA-M-184. A empresa informou que não realizaria nem o pagamento nem a assinatura do contrato, sob o pretexto de que não era o momento adequado para assumir o risco exploratório em novas áreas, já que enfrentava problemas no nível de caixa e endividamento alto e crescente. O mesmo ocorreu com o bloco FZA-M-467, em que a Brasoil Manati não efetuou o pagamento do bônus de assinatura.

Portanto, passados dez anos da realização da 11ª Rodada de Licitações de Blocos, nenhuma empresa ainda obteve a Licença Ambiental junto ao Ibama para dar início às perfurações na Bacia Foz do Amazonas. Embora essencial, sobretudo por causa da elevada sensibilidade ambiental da região, o processo de licenciamento precisa ser, ao mesmo tempo, mais previsível e ágil, além de técnico, para trazer maior segurança aos interessados em desenvolver projetos na região. As dificuldades durante o processo de licenciamento ambiental, somada às últimas desistências de grandes empresas, vêm acendendo um alerta para os *players* da indústria de óleo e gás.



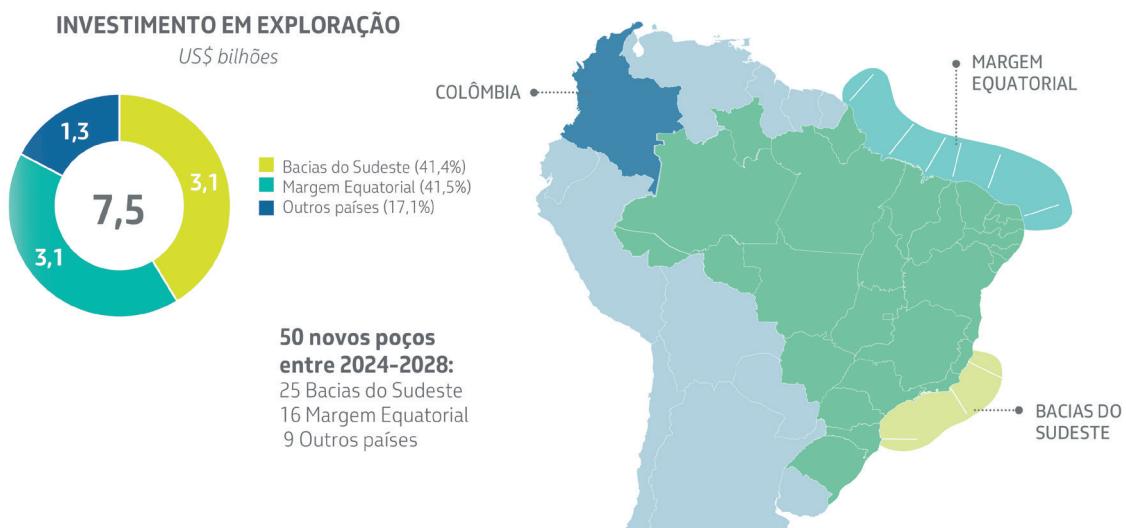
6 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS POTENCIAIS DA EXPLORAÇÃO DA MARGEM EQUATORIAL

Uma importante dimensão do debate atual sobre licenciamento ambiental na Margem Equatorial são os potenciais benefícios econômicos da produção de petróleo nesta região do país. Em particular, os blocos da Foz do Amazonas se localizam em Estados sem experiência histórica na exploração petrolífera e que poderiam abrigar novas infraestruturas para apoiar esta atividade com importantes impactos econômicos. Para avaliar os benefícios econômicos, avaliar os investimentos potenciais e como poderiam impactar as economias locais é fundamental.

6.1 INVESTIMENTOS POTENCIAIS NA MARGEM EQUATORIAL

Diante da desaceleração da atividade exploratória na região do pré-sal, o Plano Estratégico da Petrobras 2024-2028 prevê a alocação de recursos de exploração com ênfase na Margem Equatorial. A empresa planeja explorar novas fronteiras de óleo e gás, destinando US\$ 7,5 bilhões em investimentos exploratórios. Deste valor, 41,5% (US\$ 3,1 bilhões) serão destinados à Margem Equatorial, contemplando um total de 16 projetos. Essa quantia representa um aumento de 20% em relação ao plano anterior (PE 2023-2027).

FIGURA 6 – Exploração de novas fronteiras de óleo e gás conforme Plano Estratégico da Petrobras 2024-2028



Fonte: Petrobras (2023a)

A Tabela 2 lista os poços exploratórios na Margem Equatorial.

TABELA 2 – Perfuração de Poços Exploratórios na Margem Equatorial

Nome do Empreendimento	UF beneficiada	Valor total de investimento
1 poço no bloco FZA-M-59	Amapá e Pará	R\$ 6,249 bilhões
1 poço no bloco BM-POT-17	Rio Grande do Norte e Ceará	
1 poço no bloco POT-M-762	Rio Grande do Norte e Ceará	
1 poço no bloco FZA-M-57	Amapá e Pará	
1 poço no bloco FZA-M-127	Amapá e Pará	
1 poço no bloco POT-M-952	Rio Grande do Norte e Ceará	
1 poço no bloco BM-BAR-5	Maranhão	
1 poço no bloco BM-BAR-1	Maranhão	
1 poço no bloco PAMA-M-192	Para e Maranhão	

Fonte: MME (2023)

Como já foi destacado, o início desta campanha exploratória foi comprometido pela negação da Licença de perfuração pelo Ibama. A licença a ser emitida pelo Instituto é crucial para a continuidade do desenvolvimento de petróleo na área.

6.2 IMPACTOS DA CAMPANHA NA MARGEM EQUATORIAL

A exploração e a produção de petróleo trariam vantagens para o desenvolvimento nacional, especialmente para os Estados do Arco Norte do Brasil. Essa foi a conclusão da análise dos custos associados a uma campanha exploratória com potencial de sucesso na região da Margem Equatorial, conduzida por Dutra e Carmona (2021). Os pesquisadores examinaram não apenas as receitas diretas, como tributos e *royalties*, mas também os benefícios indiretos, incluindo o desenvolvimento industrial, o setor de serviços e a geração de empregos.

Caso seja descoberta uma quantidade mínima de petróleo suficiente para justificar a exploração na região da Margem Equatorial, o resultado seria em uma mudança política e econômica de grande impacto, elevando os estados que não possuem tradição na indústria petrolífera a uma posição proeminente no cenário nacional. Os benefícios econômicos das atividades de exploração e produção de petróleo na região surgem das sinergias com futuros projetos, tanto na indústria petrolífera quanto em outros setores da economia.

Essa descoberta representaria uma oportunidade de impulsionar o desenvolvimento regional de forma abrangente, pois os efeitos positivos se estenderiam além do setor petrolífero. A expansão da indústria petrolífera estimularia a demanda por bens e serviços locais, fomentando o crescimento do setor industrial e de serviços em geral. Além disso, a criação de empregos diretos e indiretos trariam impacto na atividade econômica local, aumentando a renda das famílias e elevando o consumo. Essa dinâmica poderia favorecer o surgimento de um ambiente propício para o desenvolvimento de outros setores, gerando um ciclo virtuoso de crescimento econômico na região do Arco Norte, fomentando a economia nacional como um todo.

Entretanto, há um desafio exploratório. Na bacia do Pará-Maranhão, os poços mais promissores estão localizados em lâminas d'água com profundidades em torno de três mil metros. Além disso, o poço pioneiro pode ter uma extensão que ultrapassa cinco mil metros, e a área a ser prospectada abrange mais de trezentos quilômetros quadrados.

Em uma primeira análise Dutra e Carmona (2021), estimam que uma campanha exploratória com uma chance razoável de sucesso na Margem Equatorial, e com custos mínimos, possa demandar aproximadamente US\$ 450 milhões. Essa estimativa engloba os custos de três fases distintas: a primeira fase envolve a exploração geológica e geofísica para o reconhecimento da área, com duração aproximada de 12 meses; a segunda fase abrange a campanha de perfuração do poço pioneiro, que pode se estender por cerca de dez meses; e a terceira fase diz respeito à delimitação de dois ou três poços eventualmente descobertos.

As principais despesas estão relacionadas ao suporte portuário, marítimo e aéreo para as atividades de perfuração. Das despesas de exploração⁶, apenas um décimo será realizado na região. Os autores basearam as premissas deste exercício no conhecimento adquirido e na analogia com o campo de Jubileu, localizado na costa de Gana. Além disso, é importante ressaltar que as condições de formação são semelhantes às encontradas no campo de Liza, na Guiana.

Segundo a modelagem, a campanha inicial de exploração correspondente a US\$ 450 milhões na Margem Equatorial contribuiria em incremento do PIB de 0,12% no Pará e 0,20% no Maranhão. É essencial destacar que o impacto multiplicador dessas despesas e sua relevância em termos de geração de renda local são bastante limitados nessa fase inicial.

Além do investimento exploratório, os autores calcularam o impacto total da descoberta de uma jazida de petróleo na Margem Equatorial para determinar o benefício local. A receita do projeto é composta pela soma das despesas realizadas⁷ e do excedente econômico gerado. Essas despesas são categorizadas em exploração, desenvolvimento e operação, enquanto o excedente é dividido entre o lucro da empresa petrolífera (Valor Presente Líquido - VPL do projeto) e os impostos e *royalties* arrecadados pelo Estado, como a participação especial e o imposto de renda.

No cenário proposto por Dutra e Carmona (2021), a descoberta da jazida de petróleo ocorre nos primeiros três anos do contrato, com a extração do primeiro óleo iniciando no 9º ano e a produção se estendendo por um período de 20 anos. Na região Equatorial, estima-se que sejam abertos e concluídos quatro poços anualmente, com despesas relacionadas a cada poço variando entre US\$ 40 e US\$ 60 milhões. Consideraram curvas de produção com o número de poços variando de 12 a 28, a vazão inicial de cada poço de 16 a 12 mil barris por dia, o uso específico de cada poço (produção ou injeção) e diferentes taxas de declínio ao longo do tempo (entre 10% e 20% ao ano).

A quantidade mínima de reservas necessária para que o projeto seja economicamente viável na bacia do Pará-Maranhão é de 400 milhões de barris de petróleo recuperáveis. Essa quantidade de reservas corresponde aproximadamente a 65% do tamanho do campo de Liza, localizado na Guiana.

Os autores do estudo determinaram a Taxa Interna de Retorno (TIR) de aproximadamente 15% e o Valor Presente Líquido (VPL) de US\$ 650 milhões. O prazo de recuperação do investimento é de 14 anos, a partir da aquisição dos direitos de exploração. Por meio da

⁶ Essas despesas foram atualizadas com uma taxa de desconto de 10%. Para estimar a parcela das despesas realizadas localmente, a taxa de câmbio foi fixada em R\$ 5,5 por dólar, ao longo dos três anos do projeto. O valor presente das despesas locais do programa de exploração totaliza R\$ 199 milhões.

⁷ A receita obtida está diretamente relacionada ao preço do petróleo e ao volume de óleo extraído da reserva. Por sua vez, as despesas incluem tanto os custos de investimento quanto os custos operacionais associados à exploração e produção de petróleo.

análise da curva de produção, foi possível calcular a receita total ao longo do horizonte de planejamento do projeto. Estima-se que essa receita total alcance o valor de US\$ 5,3 bilhões de dólares. Essa estimativa foi obtida por meio do fluxo de caixa projetado para os próximos trinta anos. Vale destacar que todos os valores foram atualizados com uma taxa de desconto de 10% ao ano, e o preço do barril de petróleo foi fixado em US\$ 50.

Resultados da simulação dos benefícios econômicos da fase de produção: a receita gerada pode ser dividida em três partes: as despesas, que totalizam US\$ 2,9 bilhões, o lucro da petroleira, US\$ 660 milhões, e arrecadação do governo, US\$ 1,74 bilhão. Juntos, esses dois últimos componentes representam o excedente gerado pelo aproveitamento da jazida, no valor de US\$ 2,39 bilhões.

As despesas são distribuídas da seguinte forma: US\$ 350 milhões para exploração, US\$ 1,5 bilhão para desenvolvimento e US\$ 1,06 bilhão para operações. Quando somados, esses valores representam um movimento total de US\$ 2,90 bilhões em negócios privados.

A arrecadação do governo propiciada pelo projeto também seria significativa, totalizando US\$ 1,73 bilhão. A arrecadação é dividida em *royalties* (US\$ 529 milhões), participação especial (US\$ 418 milhões) e imposto de renda (US\$ 782 milhões).

No exercício, considera-se que um quinto do gasto total é realizado localmente, resultando em um fator de internação de 0,2. Dos R\$ 15,95 bilhões gastos no projeto, aproximadamente R\$ 3,19 bilhões serão investidos na região Norte.

A participação reduzida dos fornecedores locais reflete a falta de especialização e a escassez de indústrias na região. Sem uma política industrial estabelecida, a demanda por conteúdo nacional será suprida pelas empresas sediadas no Sudeste. No entanto, essa situação pode mudar ao longo da década, caso se confirmem as expectativas de reservas de hidrocarbonetos na Margem Equatorial brasileira. A descoberta de duas ou três acumulações próximas seria suficiente para justificar um amplo estudo de política industrial voltado para o setor de petróleo e gás natural, com foco principalmente na região Norte do país.

Considerando a atual forma de distribuição, cerca de três quintos dos *royalties*, da participação especial e do imposto de renda retornam à região. Dessa forma, a receita fiscal corresponderia a R\$ 9,51 bilhões, e R\$ 5,71 bilhões seriam revertidos para a região ao longo de trinta anos, para cobrir, principalmente, as despesas públicas.

Os valores de R\$ 3,19 bilhões de gasto local e R\$ 5,71 bilhões de receita fiscal representam a renda gerada pelo projeto na região. No entanto, é importante ressaltar que esses benefícios podem ser ainda maiores. Isso se deve ao efeito multiplicador que cada real gasto tem na economia brasileira, estimado em torno de 1,6 (Dutra e Carmona, 2021).

Isso significa que cada real investido na região gera um impacto econômico adicional de 1,6 reais, impulsionando o crescimento e o desenvolvimento local.

Portanto, além dos valores diretos de gasto local e receita fiscal, o projeto também contribui para a geração de empregos, o aumento da demanda por serviços e produtos locais, e o fortalecimento da economia regional como um todo. Esses efeitos secundários são importantes para a promoção do desenvolvimento sustentável e da prosperidade da região.

Dessa forma, a análise dos benefícios econômicos do projeto na fase de produção revela não apenas os valores financeiros envolvidos, mas também o potencial de impulsionar o crescimento econômico e social da região. É fundamental considerar esses aspectos ao avaliar os impactos e a viabilidade de projetos de grande escala, como o exploratório de petróleo na Margem Equatorial brasileira.

Ou seja, a soma dos valores mencionados anteriormente, totalizando R\$ 8,9 bilhões, corresponde à receita resultante dos tributos e das despesas do projeto que permanecem na região. Considerando o efeito multiplicador, é esperado que essa receita gere um impacto adicional de R\$ 5,34 bilhões. Portanto, ao final, a renda total adicionada à economia local seria de expressivos R\$ 14,25 bilhões.

Os R\$ 14 bilhões de renda gerada localmente demonstra o potencial do aproveitamento de um campo petrolífero na região da PAMA, considerando 400 milhões de barris, ao longo das próximas três décadas. Essa renda adicional corresponderia a aproximadamente 12% do PIB do Pará ou 20% do PIB do Maranhão.

TABELA 3 – Simulação de impacto da campanha na Margem Equatorial

Variáveis	Resultados
Reservas	400 milhões de barris
Preço do barril	US\$ 50/barril
Despesas	US\$ 2,90 bilhões
Arrecadação Governo	US\$ 1,73 bilhões
Investimento Local	US\$ 0,58 bilhão
Arrecadação local	US\$ 1,04 bilhão
Renda local	US\$ 2,59 bilhões

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Dutra e Carmona (2021)

6.3 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS POTENCIAIS DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NA MARGEM EQUATORIAL

Partindo da premissa de um cenário de desenvolvimento mais completo dos recursos potenciais da região, foi realizada uma simulação com o objetivo de estimar os custos e benefícios da exploração da Margem Equatorial. Para tanto, foi utilizado o modelo GENER e a metodologia da Matriz Insumo Produto (MIP). Nessa simulação, foi considerado que 10 bilhões de barris de petróleo serão recuperáveis⁸.

Como se trata de uma nova fronteira, onde é necessário todo o desenvolvimento de uma nova infraestrutura, foi levado em conta um CAPEX de US\$ 10 por barril, valor superior ao custo de investimento atual de campos no pré-sal. Dessa forma, seriam necessários US\$ 100 bilhões de investimentos para o desenvolvimento das reservas de 10 bilhões de barris da Margem Equatorial.

Parte-se do pressuposto de que a produção se iniciaria no 7º ano após o início da campanha e que o pico de investimento ocorreria no 13º ano, com US\$ 8,2 bilhões. A produção máxima para o conjunto dos projetos seria de 1,96 milhões de barris por dia. O modelo considera uma duração do contrato de 35 anos, quando a produção é encerrada.

TABELA 4 – Resultados da Simulação de os custos e benefícios da exploração da Margem Equatorial

Variável	Resultado
Capex	US\$ 10/barril
Reservas*	10 bilhões de barris
Conteúdo Local**	63%
Investimento Total (em US\$ bilhões)	100
Investimento Máximo (em US\$ bilhões)	8,2
Produção máxima (milhões barris/dia)	1,96
Empregos Diretos e Indiretos (em milhares por ano)	124,58
Renda (US\$ milhões ao ano)	3.462

Fonte: elaboração própria com os resultados do modelo

Para entender a distribuição dos investimentos no setor foi utilizado o vetor de investimento (anexo), tendo como base parâmetros do ambiente do pré-sal. Assim, quando o investimento alcançar o pico de US\$ 8,2 bilhões, seriam mobilizados 70.993 empregos diretos e 53.587 empregos indiretos em diversos setores da economia, gerando US\$ 3,5 bilhões de renda no ano (R\$ 17,5 bilhões, usando a taxa de câmbio média de 5,00 R\$/US\$).

⁸ Tendo em vista que a expectativa do governo em relação à Margem Equatorial brasileira abrange reservas que podem variar entre 10 bilhões e 30 bilhões de barris de óleo equivalente, foi considerado o volume inferior do intervalo como volume recuperável. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-06/bndes-analisa-exploracao-da-margem-equatorial-pela-petrobras>

Esses números destacam o impacto econômico expressivo que a descoberta e exploração de um campo petrolífero na região poderiam trazer, impulsionando o crescimento e o desenvolvimento das atividades econômicas locais. Além do benefício direto para a indústria do petróleo e gás, essa renda adicional poderia estimular setores relacionados, como serviços, comércio, infraestrutura e outros, criando empregos, aumentando a demanda por produtos e serviços e contribuindo para a prosperidade geral da região.

O desenvolvimento da produção na Margem Equatorial teria um grande impacto na arrecadação governamental. Considerando preço de US\$ 70/barril ao longo do horizonte de produção e custo operacional de US\$ 10/barril⁹, o total arrecadado alcançaria US\$ 252 bilhões, ou R\$ 1,26 trilhões, levando em conta os parâmetros do regime de concessão e um bônus de assinatura de US\$ 2 bilhões (R\$ 10 bilhões). Em termos de valor presente, com uma taxa de desconto de 10%, o valor arrecado pelo governo totaliza US\$ 61 bilhões (R\$ 305 bilhões, usando a taxa de câmbio média de 5,00 R\$/US\$).

Em função da escala produtiva, o maior volume de arrecadação seria com participações especiais, totalizando US\$ 108,2 bilhões (R\$ 541 bilhões). Em seguida, a tributação da Renda (IR e CSLL) alcançaria US\$ 71,2 bilhões (R\$ 356,4 bilhões) e Royalties, US\$ 69,9 bilhões (R\$ 349,7 bilhões).

TABELA 5 – Arrecadação do Governo com a exploração da Margem Equatorial – US\$ milhões

	Descontado @10%	Não descontado
Royalties	15.808	69.942
Imposto de Renda + CSLL	16.823	71.574
Participação Especial	26.606	108.176
Bônus de Assinatura	2.000	2.000
Arrecadação Total do Governo	61.237	251.692

Fonte: elaboração própria com os resultados do modelo

Segundo a modelagem econômica, a Taxa Interna de Retorno (TIR) média dos projetos na área seria de 12,6%. Essa taxa seria suficiente para viabilizar o desenvolvimento dos projetos na Margem Equatorial.

⁹ No cálculo, não foi considerada a receita proveniente da produção de gás natural.



7 CONCLUSÃO

O Brasil possui um potencial petrolífero a ser explorado que poderia elevar a posição de destaque do país. Os países que conseguirem conciliar competitividade da produção de petróleo com sustentabilidade ambiental estarão em evidência no setor petrolífero. O ponto de partida para a construção de uma estratégia de longo prazo para o setor passa pelo reconhecimento, por parte dos atores públicos e privados, da necessidade de se conciliar atratividade econômica com medidas eficientes e sustentáveis.

Diante do exposto, é fundamental uma reflexão sobre as prioridades e estratégias que o país deveria adotar para atrair investimentos para seu *upstream* no contexto de transição energética. Reconhecer que o potencial petrolífero nacional é muito maior que aquele associado aos campos já descobertos pode criar condições para a retomada dos investimentos na exploração petrolífera.

Uma importante vantagem do petróleo brasileiro é o seu baixo nível de emissões, o que o qualifica para ser produzido mesmo no cenário de transição energética. A intensidade carbônica do óleo de grandes reservatórios *offshore*, como o do pré-sal, é cerca da metade da média mundial. No entanto, para viabilizar a expansão da produção e exportação do petróleo brasileiro, é necessário agregar novos recursos além do pré-sal. O desenvolvimento da Margem Equatorial seria importante para consolidar essa estratégia nacional.

As descobertas em áreas vizinhas e análogas à Margem Equatorial brasileira causaram uma retomada no interesse da área. Mas a sensibilidade ambiental da região constituiu uma barreira para o desenvolvimento de projetos. A dificuldade de licenciamento fez com que operadoras internacionais desistissem de projetos na região. Mais recentemente, a Petrobras deixou evidente o grande papel da área em seu planejamento de exploração. A empresa solicitou a licença de perfuração de um poço no bloco FZA-M-59, que foi negada pelo Ibama. A Petrobras solicitou a reconsideração do posicionamento do Instituto, visto que Licença Ambiental será crucial para destravar o desenvolvimento da bacia Foz do Amazonas.

A Petrobras possui a expertise para atuação na área e, certamente, a negativa para a sua atuação significa que outras operadoras não teriam sucesso no licenciamento. A empresa tem a credibilidade inerente por ser uma estatal nacional. Além disso, possui um longo histórico de atuação em águas profundas e em ambientes críticos. Na fase de exploração, a empresa não tem incidentes precedentes que tenham causado vazamentos significativos.

De forma a contribuir com a discussão, o estudo procurou avaliar o impacto econômico do desenvolvimento dos recursos na Margem Equatorial poderia causar no Brasil. As estimativas apontam que a recuperação do volume de 10 bilhões de barris teria um elevado impacto regional. Para tanto, foi considerado como investimento total o montante de US\$ 100 bilhões (R\$ 500 bilhões). No ano de pico de investimentos, seriam gerados 125 mil empregos, com um acréscimo de renda de US\$ 3,5 bilhões (R\$ 17,5 bi). O total arrecadado pelo governo durante a vida do projeto (35 anos), em bônus de assinatura, *Royalties*, Participação Especial, Imposto de Renda e CSLL somaria US\$ 252 bilhões (R\$ 1,3 trilhão).

O papel das novas fronteiras de exploração para o futuro da indústria petrolífera no país, em particular a Margem Equatorial, requer um debate amplo e qualificado. Para tanto, é necessário um engajamento de todas as partes interessadas na avaliação criteriosa não apenas da viabilidade da conciliação da exploração petrolífera com a sustentabilidade ambiental, mas também uma discussão sobre os impactos para o país da decisão em torno da exploração da Margem Equatorial.

REFERÊNCIAS

ALLEYNE, K.; LAYNE, L.; SOROUSH, M. **Liza Field Development:** the Guyanese Perspective. SPE TRINIDAD AND TOBAGO SECTION ENERGY RESOURCES CONFERENCE. 2018.

ANDRADE, H. **Petrobras planeja perfurar este ano em águas profundas do Rio Grande do Norte.** 2003. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-planeja-perfurar-este-ano-em-aguas-profundas-do-rio-grande-do-norte/>. Acesso em: 05 set. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de Análise da Décima Primeira Rodada de Licitações para Concessão de Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.** 2013. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/resultados>. Acesso em: 05 set. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014.** Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-47-2014?origin=instituicao&q=47/2014>. Acesso em: 05 set. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Produção de petróleo e gás natural por estado e localização.** 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/producao-de-petroleo-e-gas-natural-por-estado-e-localizacao>. Acesso em: 05 set. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Painel Dinâmico de Recursos e Reservas.** 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-recursos-e-reservas-de-hidrocarbonetos>. Acesso em: 05 set. 2023.

BARROS FILHO, A. K. D.; CARMONA, R. G.; ZALÁN, P. V. **Nota Técnica sobre a Margem Equatorial Brasileira:** um novo “Pré-Sal” no Arco Norte do Território Brasileiro? 2021. Disponível em: https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf. Acesso em: 05 set. 2023.

BRUNE, S. *et al.* Rift migration explains continental margin asymmetry and crustal hyper-extension. **Nature Communications.** 2014. doi:10.1038/ncomms5014. Acesso em: 05 set. 2023.

BRYANT, I. *et al.* Basin to basin: plate tectonics in exploration. **Oilfield Review**, v. 24, n. 3, p. 38-57, 2012.

DUTRA, L. E. D.; CARMONA, R. G. **Nota técnica sobre a margem equatorial brasileira:** estudos sobre impactos do início da atividade petrolífera no arco norte brasileiro. 2021.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032:** caderno de previsão da produção de petróleo e gás natural PDE 2032. 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 05 set. 2023.

EXXONMOBIL. **Guyana project overview.** 2023. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview?print=true#PayaraProject>Description>. Acesso em: 05 set. 2023.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Etapas do Licenciamento Ambiental.** 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/etapas-do-licenciamento-ambiental>. Acesso em: 05 set. 2023.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Investment 2019.** Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>. Acesso em: 05 set. 2023.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Net Zero by 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector.** Flagship report. Paris: IEA, 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em: 05 set. 2023.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Investment 2023.** Paris: IEA, 2023.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; IMPERIAL COLLEGE. **Clean Energy Investing:** global comparison of investment returns. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/clean-energy-investing-global-comparison-of-investment-returns>. Acesso em: 05 set. 2023.

IRENA. **World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway.** 2021. Disponível em: <https://irena.org/publications/2022/mar/world-energy-transitions-outlook-2022>. Acesso em: 05 set. 2023.

MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **PNLA – Portal Nacional do Licenciamento Ambiental. Etapas do Licenciamento.** 2023. Disponível em: <https://pnla.mma.gov.br/etapas-do-licenciamento>. Acesso em: 05 set. 2023.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Apresentação do Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis à Câmara dos Deputados.** Brasília: MME, 2023.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2023-2027 (PE 2023-2027).** 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2024-2028 (PE 2024-2028).** 2023a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>.

PETROBRAS. **Fatos e Dados:** saiba mais sobre a Margem Equatorial, importante fronteira offshore do Brasil. 2023b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/saiba-mais-sobre-a-margem-equatorial-importante-fronteira-offshore-do-brasil.htm>. Acesso em: 24 abr. 2023.

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Petroleum Resources Management System.** 2018. Disponível em: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>. Acesso em: 05 set. 2023.

RYSTAD ENERGY. **EmissionsCube.** 2021. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/oil-gas/emission/emissions-cube/>. Acesso em: 05 set. 2023.

SABOIA, R. **The E&P sector in Brazil.** 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-e-palestras/2021/20210622aapgdg.pdf>. Acesso em: 05 set. 2023.

STOLTE, J. T. Testing the Atlantic Mirror theory. **Oil & Gas Financial Journal,** 2013. Disponível em: <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-10/issue-4/features/testing-the-atlantic-mirror-theory.html>. Acesso em: 05 set. 2023.

ANEXO A – VETOR DE INVESTIMENTO – PRÉ-SAL

VETOR DE INVESTIMENTO – PRÉ-SAL

	Investimento Total (%)	Vetor Importação (%)	Vetor Impostos (%)	
			NACIONAL	IMPORTADO
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	15%	87%	1.0%	3.7%
Fabricação de produtos têxteis	0.4%	0%	3.1%	-
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	3%	76%	4.2%	9.7%
Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos	0%	0%	-	-
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	8%	75%	2.6%	2.7%
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	0%	0%	-	0.0%
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	19%	72%	2.6%	4.0%
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	0%	0%	-	-
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	1%	36%	3.3%	11.8%
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	2%	87%	3.5%	3.6%
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	4%	89%	7.4%	13.2%
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	27%	60%	2.9%	7.4%
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	8%	99%	3.1%	3.1%
Construção	7%	34%	4.9%	8.5%
Comércio por atacado e a varejo	1%	0%	3.2%	-
Transporte terrestre	1%	0%	5.8%	-
Transporte aquaviário	4%	42%	7.2%	24.4%
Transporte aéreo	1%	60%	3.1%	7.0%
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0%	100%	-	11.7%
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	0%	0%	-	-

Fonte: elaboração própria

CNI

Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI

Roberto de Oliveira Muniz
Diretor de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

Wagner Ferreira Cardoso
Gerente Executivo de Infraestrutura

Rennaly Patrício Sousa
Roberto Wagner Lima Pereira
Euder Santana de Sousa
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM

Ana Maria Curado Matta
Diretora de Comunicação

Superintendência de Publicidade e Mídias Sociais

Mariana Caetano Flores Pinto
Superintendente de Publicidade e Mídias Sociais

Sarah de Oliveira Santana
Produção Editorial

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Cid Carvalho Vianna
Diretor de Serviços Corporativos

Superintendência de Administração – SUPAD

Alberico Carlos Morais de Amorim
Superintendente Administrativo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Edmar de Almeida
Luciano Losekann
Niágara Rodrigues
Francisco Raeder
Perla de Oliveira
Consultoria

Andrey Tomimatsu
Revisão Gramatical

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico e Diagramação

 www.cni.com.br

 [/cnibrasil](https://www.facebook.com/cnibrasil)

 [@CNI_br](https://twitter.com/CNI_br)

 [@cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

 [/cniweb](https://www.youtube.com/cnibrasil)

 [/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA