Insper – Instituto de Ensino e Pesquisa

Ciências Econômicas

João Pedro Siqueira Mascarenhas

A evolução institucional da indústria de petróleo no Brasil: Impactos das mudanças regulatórias e políticas no desenvolvimento e exploração da Margem Equatorial

São Paulo
2025

João Pedro Siqueira Mascarenhas

A EVOLUÇÃO INSTITUCIONAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL: IMPACTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS E POLÍTICAS NO DESENVOLVIMENTO E EXPLORAÇÃO DA MARGEM EQUATORIAL

TCC apresentado ao curso de Graduação em Ciências Econômicas como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Economia do Insper.

Orientador: Prof. Dr. Vinícius de Bragança Müller e Oliveira

São Paulo
2025

Mascarenhas, João Pedro Siqueira.

A evolução institucional da indústria de petróleo no Brasil: Impactos das mudanças regulatórias e políticas no desenvolvimento e exploração da Margem Equatorial / João Pedro Siqueira Mascarenhas. – São Paulo, 2025.

25 f.

TCC (Graduação em Ciências Econômicas) – Insper, 2025

Orientador: Prof. Dr. Vinícius de Bragança Müller e Oliveira

1. Petróleo. 2. Regulação. 3. Margem Equatorial. 4. Concessão.

I. João Pedro Siqueira Mascarenhas. II. A evolução institucional da indústria de petróleo no Brasil: Impactos das mudanças regulatórias e políticas no desenvolvimento e exploração da Margem Equatorial.

João Pedro Siqueira Mascarenhas

A EVOLUÇÃO INSTITUCIONAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL: IMPACTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS E POLÍTICAS NO DESENVOLVIMENTO E EXPLORAÇÃO DA MARGEM EQUATORIAL

TCC apresentado ao curso de Graduação em Ciências Econômicas como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Economia do Insper.

Orientador: Prof. Dr. Vinícius de Bragança Müller e Oliveira

Banca Examinadora

_____

Prof. Dr. Vinícius de Bragança Müller e Oliveira
Insper

_____

Prof. Me. Nathália Weber Neiva Masulino
Insper

Resumo

Este trabalho analisa a evolução institucional da indústria de petróleo no Brasil, com ênfase nas transformações do marco regulatório e seus impactos no desenvolvimento da Margem Equatorial como nova fronteira exploratória. A pesquisa adota uma abordagem qualitativa e histórico-institucional, com base em revisão bibliográfica e análise documental de legislações, relatórios técnicos e estudos de caso. O setor petrolífero brasileiro passou por três regimes principais: o monopólio estatal da Petrobras (1953-1997), o regime de concessão (Lei nº 9.478/1997) e, mais recentemente, o modelo de partilha (Lei nº 12.351/2010). Cada um desses marcos institucionais influenciou diretamente o grau de intervenção estatal, a atratividade de investimentos privados e a estratégia de exploração dos recursos. Atualmente, a Margem Equatorial se apresenta como uma região promissora, mas enfrenta desafios significativos de ordem regulatória, ambiental e operacional. Como resultado preliminar, observa-se que a estabilidade regulatória e o alinhamento entre políticas públicas e interesses privados são determinantes para o sucesso dessa nova fase da indústria. O trabalho contribui para o debate sobre o papel do Estado na regulação do setor energético, especialmente no contexto da transição energética global e da busca por soberania e eficiência na gestão dos recursos naturais.

Palavras-chave: Petróleo. Regulação. Margem Equatorial. Concessão. Partilha. Políticas públicas.

Abstract

This paper analyzes the institutional evolution of the oil industry in Brazil, with a particular focus on the transformations of its regulatory framework and the impacts on the development of the Equatorial Margin as a new offshore exploration frontier. The study adopts a qualitative, historical-institutional approach, drawing on academic literature, official documents, and technical reports from national and international institutions. Brazil's petroleum sector has experienced three main institutional regimes: state monopoly (1953–1997), the concession model (post-1997), and the production sharing regime (since 2010). Each of these frameworks has shaped the state's role, investment dynamics, and revenue appropriation. The Equatorial Margin, with estimated potential resources of up to 30 billion barrels of oil equivalent, is currently viewed as a strategic frontier. However, its development is hindered by environmental licensing delays and regulatory uncertainty. Preliminary findings suggest that regulatory stability and alignment between public policy and private sector incentives are key to unlocking the region's potential. This research contributes to the debate on how institutional design affects energy policy in emerging economies within the broader context of energy transition and fiscal federalism.

Keywords: Oil. Regulation. Equatorial Margin. Concession. Production Sharing. Public Policy.

Lista de Ilustrações

Tabela 1 – Principais eventos regulatórios na indústria de petróleo no Brasil (1953–2024) 8

Tabela 2 – Comparação entre os modelos regulatórios da indústria petrolífera no Brasil 11

Figura 1 – Evolução da produção de petróleo e gás natural por ambiente..... 13

Sumário

1. INTRODUÇÃO **8**

2. REVISÃO DA LITERATURA **9**

3. METODOLOGIA **12**

4. RESULTADOS PRELIMINARES E DISCUSSÃO **13**

4.1 EVOLUÇÃO INSTITUCIONAL DA INDUSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL 13

4.1.1 O Monopólio Estatal e as Bases da Indústria Nacional (1953-1997) *14*

4.1.2 O Regime de Concessão e a Expansão Competitiva do Setor (1997-2010) *14*

4.1.3 O Regime de Partilha e a Reconfiguração Estratégica do Pré-Sal (2010-presente) *15*

4.2 POTENCIAL E DESAFIOS DA MARGEM EQUATORIAL 17

4.2.1 Potencial geológico e relevância estratégica *17*

4.2.2 Licenciamento ambiental: entraves e implicações *18*

4.3 IMPACTOS REGULATÓRIOS NA ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS E ATUAÇÃO DA PETROBRAS 19

4.3.1 O Regime de Concessão e a Expansão do Investimento Privado *19*

4.3.2 O Regime de Partilha e os Desafios Iniciais à Atratividade *20*

4.3.3 Reformas Regulatórias e a Retomada do Investimento Privado Pós-2016 ..... *20*

4.3.4 O Papel da Oferta Permanente na Diversificação dos Investimentos *21*

4.3.5 Reposicionamento Estratégico da Petrobras no Novo Contexto Regulatório *21*

4.3.6 Impactos Regulatórios e Perspectivas Futuras *22*

5. CONCLUSÃO **22**

1. Introdução

A indústria de petróleo desempenha papel fundamental na economia brasileira, seja pela sua contribuição direta para a arrecadação pública e geração de divisas, seja por seu peso na matriz energética nacional. Desde a criação da Petrobras em 1953, o Brasil estruturou sua atuação no setor petrolífero a partir de diferentes regimes institucionais, refletindo ora maior presença estatal, ora abertura ao capital privado. Tais mudanças regulatórias moldaram não apenas o ritmo de crescimento da produção nacional, mas também a forma como os recursos naturais são apropriados pelo Estado e distribuídos federativamente.

Ao longo do tempo, o país passou por três grandes fases institucionais: o monopólio estatal da Petrobras, vigente entre 1953 e 1997; o regime de concessão, instituído com a Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"); e, a partir de 2010, o modelo de partilha de produção, com a promulgação da Lei nº 12.351/2010 ("Lei da Partilha"). Cada um desses marcos institucionais trouxe implicações relevantes para a atração de investimentos, a distribuição de royalties, a governança dos contratos e a eficiência do setor. No período recente, a Margem Equatorial surge como a nova fronteira exploratória brasileira, com estimativas de até 30 bilhões de barris de óleo equivalente em potencial, mas cujos avanços dependem diretamente do marco regulatório e do licenciamento ambiental (EPE, 2024).

Tabela 1 – Principais eventos regulatórios na indústria de petróleo no Brasil (1953–2024)

Ano	Regime Institucional	Marco Regulatório	Evento Relevante
1953	Monopólio Estatal	Lei nº 2.004	Criação da Petrobras e estabelecimento do monopólio estatal.
1997	Regime de Concessão	Lei nº 9.478	Fim do monopólio e abertura ao setor privado sob regime de concessão; criação da ANP.
2007	Regime de Concessão	Descoberta do Pré-sal	Descoberta das reservas do pré-sal dos campos de Tupi.
2010	Regime de Partilha	Lei nº 12.351	Introdução do regime de partilha para exploração estratégica do pré-sal.
2016	Regime de Partilha	Lei nº 13.365	Flexibilização da obrigação da Petrobras como operadora única, aumentando atratividade internacional.

Fonte: Elaboração própria.

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar como a evolução institucional e regulatória da indústria de petróleo no Brasil influenciou o desenvolvimento da Margem Equatorial, considerando seus efeitos sobre a atratividade de investimentos, a arrecadação

pública e a sustentabilidade da produção no contexto da transição energética. Como objetivos específicos, busca-se: (i) descrever a evolução dos regimes regulatórios e institucionais desde 1953; (ii) discutir o impacto dessas mudanças sobre o apetite do investidor e a atuação da Petrobras; (iii) examinar separadamente os desafios regulatórios setoriais e os requisitos de licenciamento ambiental aplicáveis à Margem Equatorial.

A relevância do tema está diretamente associada à centralidade do petróleo na economia brasileira e às disputas federativas em torno da renda petrolífera. Além disso, à medida que o mundo caminha para a transição energética e a descarbonização da matriz global, o Brasil precisará decidir como equilibrar o aproveitamento de seus recursos com seus compromissos climáticos. Neste sentido, compreender o papel da regulação na viabilização de investimentos sustentáveis é fundamental.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: a seção 2 apresenta o referencial teórico e a revisão da literatura sobre regulação e petróleo no Brasil. A seção 3 detalha a metodologia adotada. A seção 4 discute os resultados preliminares, organizados em três eixos: a evolução institucional da indústria, a Margem Equatorial e os impactos sobre a atração de investimentos. Por fim, apresentam-se as considerações finais e as referências bibliográficas.

2. Revisão da Literatura

A compreensão das interações entre regulação estatal, estruturas de mercado e políticas energéticas no setor de petróleo é essencial para analisar sua evolução institucional no contexto brasileiro. North (1990) define instituições como regras formais e informais que moldam os incentivos econômicos e influenciam as decisões dos agentes econômicos. Neste sentido, as instituições regulatórias desempenham um papel fundamental na definição das estratégias de exploração e produção de recursos naturais como o petróleo, influenciando diretamente o desempenho econômico dos países produtores.

Historicamente, três modelos predominantes têm sido utilizados globalmente para a gestão da exploração e produção petrolífera: o monopólio estatal, o regime de concessão e o regime de partilha de produção (HERNANDEZ PEREZ, 2017; QUEIROZ et al., 2020). O monopólio estatal é caracterizado pela centralização da atividade em uma empresa estatal, responsável por todo o ciclo produtivo, desde a exploração até a comercialização. Este modelo, prevalente em economias emergentes na segunda metade do século XX, tem como objetivo principal garantir

soberania energética e controle estratégico sobre recursos naturais. Contudo, a literatura aponta limitações desse modelo em termos de eficiência operacional e capacidade de investimento, especialmente em contextos econômicos restritivos (HERNANDEZ PEREZ, 2017; LEVEQUE; GLACHANT, 2014).

O regime de concessão surge como alternativa para superar as limitações do monopólio estatal, permitindo maior participação do setor privado. Neste modelo, o Estado transfere direitos de exploração e produção para empresas privadas através de contratos que incluem o pagamento de royalties e impostos, enquanto os riscos exploratórios são integralmente assumidos pelas concessionárias (QUEIROZ et al., 2020). A concessão é considerada eficaz na atração de investimentos privados, especialmente internacionais, devido à clareza nas regras e menor interferência estatal direta na operação das atividades exploratórias (IBP, 2018; JOHNSTON, 2007).

Por outro lado, o regime de partilha de produção representa um modelo híbrido entre o monopólio estatal e o regime de concessão, mantendo a propriedade dos recursos com o Estado, que compartilha o excedente da produção com as empresas contratadas após dedução dos custos operacionais. Esse modelo é frequentemente adotado em contextos onde há grandes reservas confirmadas e baixo risco exploratório, como no caso do pré-sal brasileiro. A principal vantagem atribuída ao regime de partilha é o potencial para maior captura da renda petrolífera pelo Estado, porém sua implementação pode gerar complexidade administrativa e incertezas para os investidores devido à maior presença estatal nas decisões operacionais (IBP, 2018; QUEIROZ et al., 2020).

No Brasil, o monopólio estatal vigorou entre 1953 e 1997 com a Petrobras exercendo controle total sobre as atividades petrolíferas, desde a exploração até a comercialização. Esse período foi marcado por avanços tecnológicos significativos e pela expansão da infraestrutura, como a descoberta das grandes reservas offshore na Bacia de Campos. No entanto, limitações financeiras e operacionais tornaram evidente a necessidade de abertura do setor ao capital privado (HERNANDEZ PEREZ, 2017; PINTO JR., 2014).

A partir da Lei nº 9.478/1997, o Brasil adotou o regime de concessão, criando a Agência Nacional do Petróleo (ANP) para regular e fiscalizar o setor. Este marco institucional promoveu a entrada massiva de capital privado, com diversas empresas nacionais e internacionais competindo por áreas exploratórias. Essa abertura teve impactos diretos na eficiência

operacional e na expansão significativa da produção nacional de petróleo e gás, contribuindo para que o país alcançasse a autossuficiência energética na primeira década dos anos 2000 (QUEIROZ et al., 2020; ANP, 2023).

Com a descoberta do pré-sal em 2007, o Brasil adotou, em 2010, o regime de partilha através da Lei nº 12.351. Este novo marco foi motivado pela expectativa de grandes volumes de reservas com baixo risco exploratório, possibilitando maior apropriação estatal da renda petrolífera. Contudo, a exigência inicial de participação obrigatória da Petrobras como operadora única (com mínimo de 30% dos consórcios) gerou resistência e reduziu significativamente a competitividade inicial dos leilões. Estudos da FGV Energia (2023) e IBP (2018) apontaram que essa estrutura inicial provocou insegurança jurídica e administrativa, afastando alguns investidores internacionais.

Posteriormente, ajustes regulatórios foram realizados em 2016, flexibilizando a participação obrigatória da Petrobras nos contratos do pré-sal e implementando mecanismos como a oferta permanente de blocos exploratórios pela ANP. Essas reformas recuperaram parte do interesse das empresas internacionais, resultando em maior concorrência nos leilões subsequentes e sinalizando a importância da estabilidade regulatória para atração de investimentos privados no longo prazo (FGV ENERGIA, 2023; QUEIROZ et al., 2020).

Além das implicações econômicas, a literatura destaca também os efeitos distributivos e ambientais associados à exploração de petróleo. Gobetti (2023) analisa os royalties petrolíferos como instrumento de política fiscal federativa, argumentando pela necessidade de critérios mais equitativos na sua distribuição entre estados e municípios produtores e não produtores. Já estudos recentes do Ipea (2022) destacam os desafios associados à transição energética, alertando sobre o risco de ativos encalhados caso a exploração petrolífera não esteja alinhada às demandas ambientais globais e à redução das emissões de carbono.

Tabela 2 – Comparação entre os modelos regulatórios da indústria petrolífera no Brasil

Regime	Características Principais	Vantagens observadas	Desvantagens observadas
Monopólio Estatal	Estado controla toda a cadeia produtiva.	Controle estatal total; soberania energética.	Restrição à participação privada; dependência financeira estatal.
Concessão	Risco exploratório privado; pagamento de royalties.	Maior atratividade para investimentos privados	Menor apropriação estatal da renda petrolífera.
Partilha	Estado mantém propriedade; divide produção após custos.	Maior apropriação estatal da renda petrolífera.	Complexidade regulatória e administrativa.

Fonte: Elaboração própria.

A Margem Equatorial surge como uma fronteira exploratória estratégica, possuindo elevado potencial geológico comparável às recentes descobertas na Guiana e no Suriname. Entretanto, relatórios técnicos da EPE (2024) e do IBP (2024) apontam a existência de grandes desafios regulatórios e ambientais, principalmente relacionados ao licenciamento ambiental exigido pelo Ibama. A literatura enfatiza que a superação desses desafios depende não somente de aprimoramentos regulatórios, mas também de uma melhor articulação entre as políticas energética e ambiental brasileiras (EPE, 2024; IBP, 2024)

3. Metodologia

Este trabalho adota uma abordagem qualitativa, com ênfase em análise histórica e institucional, buscando compreender a evolução do arcabouço regulatório da indústria de petróleo no Brasil e seus efeitos sobre a nova fronteira exploratória da Margem Equatorial. A estratégia metodológica é baseada em pesquisa documental e bibliográfica, ancorada na análise de fontes primárias e secundárias.

Foram utilizados como principais instrumentos de análise: (i) leis e marcos normativos que regulamentam o setor de petróleo e gás no Brasil (como as Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010); (ii) relatórios técnicos de instituições governamentais como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME); (iii) estudos e boletins especializados publicados por instituições de pesquisa como o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), FGV Energia, Ipea e IE/UFRJ; e (iv) literatura acadêmica nacional e internacional sobre teoria institucional, modelos de regulação e política energética.

A análise está organizada em três eixos complementares: (1) a evolução institucional do setor de petróleo no Brasil; (2) o potencial e os entraves regulatórios da Margem Equatorial; e (3) os efeitos das mudanças regulatórias sobre a atratividade de investimentos privados e a atuação da Petrobras. A triangulação entre diferentes fontes permitiu avaliar como a configuração institucional moldou o desempenho do setor em diferentes períodos, com especial atenção às implicações econômicas, fiscais e ambientais.

A seleção das fontes buscou priorizar dados atualizados (últimos 5 anos), documentos técnicos com credibilidade reconhecida e artigos acadêmicos com revisão por pares. As informações

extraídas foram sistematizadas de forma interpretativa, com ênfase nas conexões entre regulação, investimento e política energética no Brasil contemporâneo.

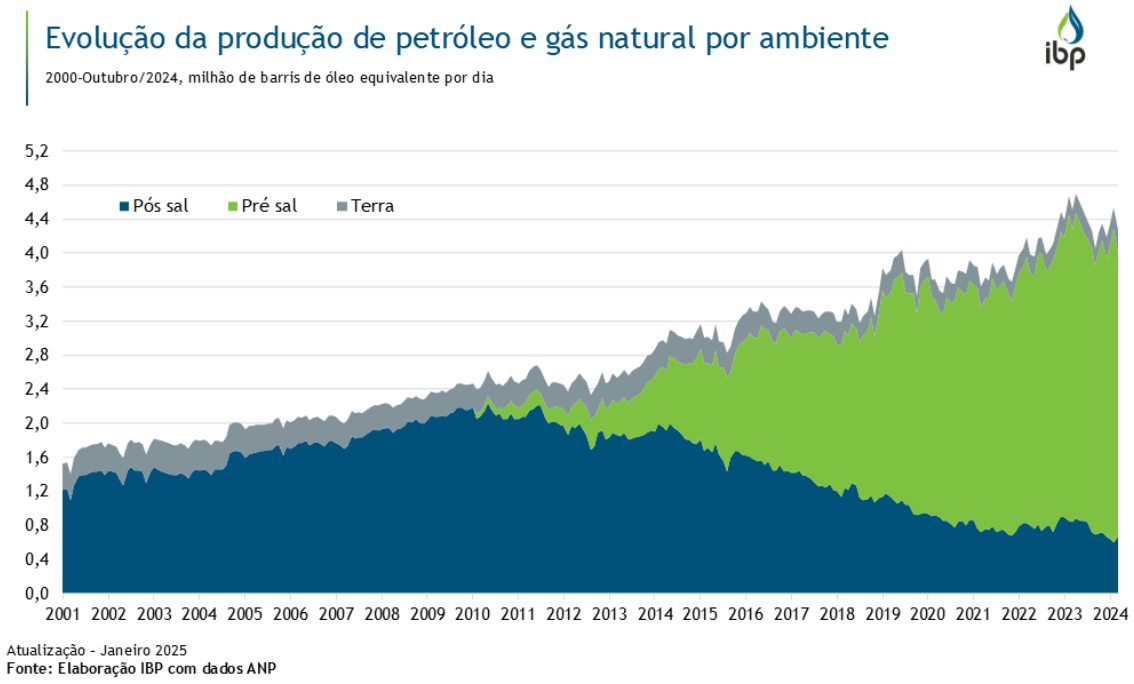
4. Resultados Preliminares e Discussão

4.1 Evolução Institucional da Industria de Petróleo no Brasil

A trajetória institucional da indústria brasileira de petróleo pode ser compreendida em três grandes períodos regulatórios, cada qual com características próprias, contextos históricos específicos e impactos distintos sobre o desenvolvimento produtivo, tecnológico e econômico do país. A compreensão desses períodos é essencial para analisar como as decisões regulatórias moldaram o ambiente competitivo, a estrutura de investimentos e a dinâmica de apropriação das receitas do petróleo.

A Figura 1 mostra a evolução da produção de petróleo e gás no Brasil entre 2001 e 2024. Nota-se o avanço expressivo do pré-sal a partir de 2016, tornando-se a principal fonte produtiva. Essa inflexão marca os efeitos das mudanças regulatórias e do novo foco exploratório, temas discutidos nas próximas subseções.

Figura 1 – Evolução da produção de petróleo e gás natural por ambiente



Fonte: Elaboração IBP com dados ANP

4.1.1 O Monopólio Estatal e as Bases da Indústria Nacional (1953-1997)

O primeiro marco regulatório ocorreu em 1953, quando a Lei nº 2.004 criou a Petrobras, atribuindo-lhe o monopólio estatal sobre exploração, produção, transporte e refino do petróleo brasileiro. Durante os primeiros anos do monopólio, a Petrobras enfrentou grandes desafios financeiros, tecnológicos e operacionais, caracterizados por uma dependência quase exclusiva de recursos públicos e pela dificuldade em obter tecnologias estrangeiras, em razão das restrições comerciais e financeiras do período.

No entanto, o monopólio estatal proporcionou alguns avanços importantes, particularmente após a crise do petróleo da década de 1970, que impulsionou um amplo esforço estatal para reduzir a dependência do petróleo importado. Neste contexto, a Petrobras realizou investimentos maciços em exploração offshore, culminando em descobertas significativas, como as da Bacia de Campos no início dos anos 1970. Esses avanços consolidaram o Brasil como pioneiro global na exploração em águas profundas, desenvolvendo tecnologias e técnicas reconhecidas internacionalmente, especialmente relacionadas a plataformas flutuantes e técnicas de perfuração em profundidades superiores a 1.000 metros (HERNANDEZ PEREZ, 2017).

Apesar dos avanços tecnológicos notáveis, o regime monopolista apresentou limitações estruturais importantes. Estudos da UFRJ (QUEIROZ et al., 2020) destacam que a ausência de competição e a forte burocracia interna da Petrobras restringiram a eficiência operacional, elevaram custos e limitaram investimentos em novas tecnologias. Ao final dos anos 1980, por exemplo, a Petrobras estava financeiramente fragilizada, enfrentando níveis elevados de endividamento devido ao financiamento público limitado e à impossibilidade de atrair investimentos privados internacionais diretamente no upstream brasileiro.

No encerramento dessa fase monopolista, a produção brasileira de petróleo atingia aproximadamente 970 mil barris diários em 1997, com reservas provadas na ordem de 7 bilhões de barris de óleo equivalente. Esses números indicavam claros avanços produtivos, porém insuficientes para atender integralmente à demanda interna crescente (ANP, 2023).

4.1.2 O Regime de Concessão e a Expansão Competitiva do Setor (1997-2010)

Em 1997, a promulgação da Lei nº 9.478 rompeu o monopólio estatal e abriu o setor petrolífero brasileiro à concorrência privada por meio do regime de concessão. Essa mudança institucional foi acompanhada pela criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

(ANP), órgão regulador encarregado de realizar licitações periódicas de blocos exploratórios, fiscalizar contratos e garantir a estabilidade e previsibilidade regulatória necessária para atrair investimentos externos.

Entre 1999 e 2008, ocorreram nove rodadas de licitação sob o regime de concessão, com participação crescente de empresas internacionais e nacionais. No início dos anos 2000, havia aproximadamente 20 empresas atuando no Brasil, número que saltou para mais de 70 ao final desse período (ANP, 2023). O interesse crescente dessas empresas no mercado brasileiro refletia-se na intensa competição por blocos exploratórios e nos elevados valores de bônus de assinatura oferecidos nas licitações públicas. Grandes petroleiras internacionais como Shell, BP, Chevron e Equinor estabeleceram operações robustas no país, aumentando substancialmente os investimentos exploratórios e produtivos.

Esse ambiente competitivo resultou em um rápido crescimento da produção nacional de petróleo, que saltou de 970 mil barris diários em 1998 para mais de 2,1 milhões de barris em 2010, garantindo a autossuficiência energética do país já em 2006 (ANP, 2023; IBP, 2018). Outro resultado importante foi o aumento expressivo das receitas públicas obtidas através de royalties e participações especiais, que em 2000 eram da ordem de R$ 1,7 bilhão, atingindo valores próximos a R$ 26,6 bilhões em 2017. Esse incremento de receitas foi determinante para financiar políticas públicas federais e estaduais, especialmente nos estados produtores (IBP, 2018).

A descoberta das reservas do pré-sal em 2007 marcou profundamente esse período, alterando decisivamente as perspectivas futuras para a indústria nacional e dando origem ao terceiro grande ciclo regulatório, marcado pela introdução do regime de partilha de produção.

4.1.3 O Regime de Partilha e a Reconfiguração Estratégica do Pré-Sal (2010-presente)

O regime de partilha foi estabelecido em 2010 pela Lei nº 12.351, visando aumentar a apropriação estatal da renda petrolífera em áreas de baixo risco exploratório e alta produtividade, como o pré-sal. Diferentemente da concessão, na partilha, o petróleo permanece propriedade da União, sendo o excedente em óleo repartido entre o Estado e as empresas contratadas após recuperação de custos. Este modelo representou um retorno parcial ao controle estatal mais direto sobre recursos estratégicos (FGV Energia, 2023).

Inicialmente, o regime enfrentou desafios significativos para atrair investidores privados, sobretudo devido à obrigatoriedade da Petrobras participar como operadora única com no

mínimo 30% em todos os consórcios e à presença constante da PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.) como representante da União, que trouxe complexidade decisória adicional. No primeiro leilão sob partilha, realizado em 2013 para o Campo de Libra, apenas um consórcio participou, adquirindo o bloco pelo lance mínimo exigido, indicando baixa competição e interesse reduzido pelo mercado internacional naquele momento (EPE, 2024).

Esses obstáculos iniciais levaram à revisão regulatória ocorrida em 2016, quando a obrigatoriedade da Petrobras como operadora foi flexibilizada, passando a ser uma opção estratégica da estatal. Com essa mudança, a atratividade das rodadas aumentou significativamente, o que resultou na retomada de investimentos internacionais. Empresas como ExxonMobil, TotalEnergies e Equinor retornaram com força ao mercado brasileiro, participando intensivamente das rodadas subsequentes e adquirindo blocos estratégicos no pré-sal (ANP, 2023).

Essa nova fase do regime de partilha é marcada por uma recuperação expressiva da produção nacional, impulsionada diretamente pelas áreas do pré-sal. Em 2024, a produção do pré-sal já representava aproximadamente 75% do total nacional, com perspectivas de manter crescimento sustentado até o início da década de 2030 (EPE, 2024). Além disso, as receitas provenientes da partilha aumentaram substancialmente, fortalecendo o papel estratégico do setor petrolífero na economia brasileira e permitindo ao Estado maior espaço fiscal para investimentos sociais e produtivos.

Portanto, ao longo dessas três fases institucionais, a regulação brasileira do petróleo evoluiu de uma abordagem estritamente estatal para modelos híbridos e flexíveis, combinando participação privada com controle estratégico do Estado sobre reservas de alta produtividade. As reformas realizadas, particularmente após 2016, reforçaram a atratividade internacional do setor brasileiro, contribuindo decisivamente para que o Brasil consolidasse seu papel como um dos principais produtores globais de petróleo, garantindo segurança energética, geração de receitas públicas robustas e desenvolvimento tecnológico contínuo para a indústria nacional.

Convém distinguir, a partir deste ponto, dois arcabouços normativos distintos: (i) o marco regulatório setorial, que disciplina a outorga dos direitos de exploração e a repartição da renda petrolífera, e (ii) o processo de licenciamento ambiental, voltado à mitigação de riscos ecológicos e regido por legislação própria (Lei 6.938/1981; Resoluções Conama 01/1986 e

23/2014). Embora inter-relacionados, esses instrumentos têm finalidades diferentes e repercussões específicas sobre o ritmo de exploração e produção.

4.2 Potencial e Desafios da Margem Equatorial

A Margem Equatorial brasileira emerge atualmente como uma das mais promissoras e estratégicas fronteiras exploratórias offshore do país, situada ao longo da extensa faixa costeira que vai do litoral do Amapá até o estado do Rio Grande do Norte. Com aproximadamente 2.200 km de extensão e cinco bacias sedimentares – Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar – a província representa cerca de 30% da área offshore nacional ainda não desenvolvida (IBP, 2024). Seu potencial exploratório é sustentado por similaridades geológicas com outras regiões do Atlântico Equatorial que recentemente registraram alta produtividade, como as descobertas na Guiana e no Suriname.

4.2.1 Potencial geológico e relevância estratégica

A Margem Equatorial abriga aproximadamente 30 bilhões de barris de óleo equivalente (Gbbl, na sigla em inglês para *giga barrels of oil equivalent*) de recursos *in situ*, volume que supera ligeiramente o campo de Búzios (29,9 Gbbl), é quase dez vezes maior que Sapinhoá (3,3 Gbbl) e equivale ao dobro das reservas provadas brasileiras, estimadas entre 15 e 18 Gbbl (ANP, 2023; IBP, 2024).

Geologicamente, trata-se de uma margem continental passiva, formada no período Cretáceo com a separação das placas sul-americana e africana. Essa origem confere à região uma estrutura sedimentar semelhante à das bacias da Guiana e do Suriname, onde o campo de Liza, por exemplo, já acumula mais de 10 Gbbl descobertos desde 2015 (EPE, 2024; ANP, 2023).

Dentro da província brasileira, a Bacia da Foz do Amazonas destaca-se como a mais promissora, com estimativas que indicam reservas recuperáveis de até 10 Gbbl, sendo cerca de 6,2 Gbbl concentrados em sua porção noroeste (EPE, 2024). Para efeito de comparação, a produção atual do Brasil gira em torno de 3 milhões de barris por dia, e as reservas provadas totais do país situam-se entre 15 e 18 Gbbl (ANP, 2023). A confirmação dessas estimativas teria impacto substancial sobre o horizonte de reservas nacionais, reforçando a segurança energética e o posicionamento estratégico do Brasil no mercado internacional.

4.2.2 Licenciamento ambiental: entraves e implicações

Ao contrário do marco setorial (Lei 9.478/1997; Lei 12.351/2010), o licenciamento ambiental offshore submete-se à Lei 6.938/1981 e às Resoluções Conama 01/1986 (EIA/Rima) e 23/2014 (AAAS). Desde a 11ª Rodada da ANP (2013), a exigência da AAAS suspendeu a perfuração de poços profundos na província. O indeferimento do Ibama, em 2023, para o bloco FZA-M-59 ilustra como lacunas em estudos de dispersão de óleo podem paralisar projetos mesmo sob um regime de partilha juridicamente estável (IBP, 2024).

Apesar do elevado potencial, a Margem Equatorial enfrenta desafios regulatórios e ambientais expressivos, sobretudo no licenciamento. Desde o início da década de 2010, blocos arrematados em leilões da ANP atraíram empresas como ExxonMobil, TotalEnergies, BP e Petrobras, mas praticamente nenhuma perfuração avançou por exigências do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), em especial a necessidade da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS). O caso emblemático ocorreu em 2023, com a negativa de licença para o poço do bloco FZA-M-59 na Foz do Amazonas, fundamentada em lacunas nos estudos de dispersão de óleo e contingência (IBP, 2024).

Historicamente, as últimas perfurações na província ocorreram em águas rasas entre 2010 e 2015 (Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas e Potiguar) e muitos contratos da 11ª Rodada da ANP (2013) permanecem suspensos ou devolvidos (ANP, 2023; IBP, 2024).

Em termos de investimento, o Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras aloca US$ 3 bi (38 % do CAPEX exploratório) para perfurar 15 poços na Margem Equatorial, iniciando pelas bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão a partir de 2026; o primeiro poço prevê lâmina d’água de c. 2.880 m e distância de c. 160 km da costa (Petrobras, 2023).

Quanto ao impacto macroeconômico, projeções do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE) indicam possível adição de c. 1,1 MM bbl/d à produção nacional em 2029, correspondendo a cerca de um terço da oferta atual (CBIE, 2022). O IBP (2024) estima, ainda, potencial geração de c. 344 mil empregos diretos e indiretos por ano e aumento significativo de royalties para os estados do Norte e Nordeste, contribuindo para maior equilíbrio federativo (Gobetti, 2023).

Por fim, estudos da EPE (2024) e do Ipea (2022) alertam para o risco de “ativos encalhados” caso o cronograma de desenvolvimento não dialogue com as metas globais de descarbonização. Assim, a renda adicional oriunda da Margem Equatorial pode – e deve – ser utilizada como alavanca financeira para acelerar investimentos em energias de baixo carbono.

Em síntese, a Margem Equatorial apresenta capacidade de redefinir a curva de produção brasileira no pós-pré-sal, mas sua concretização depende de solução coordenada para os gargalos de licenciamento e de mecanismos que conciliem crescimento econômico, proteção ambiental e compromissos de transição energética de longo prazo.

4.3 Impactos Regulatórios na Atração de Investimentos e Atuação da Petrobras

As mudanças institucionais e regulatórias ocorridas ao longo das últimas décadas tiveram influência decisiva na dinâmica competitiva, na atração de investimentos nacionais e internacionais e na atuação estratégica da Petrobras no setor petrolífero brasileiro. As diferentes abordagens regulatórias adotadas desde a abertura do mercado em 1997 impactaram diretamente o fluxo de capital e definiram o perfil dos agentes econômicos presentes na indústria nacional de exploração e produção.

4.3.1 O Regime de Concessão e a Expansão do Investimento Privado

A adoção do regime de concessão em 1997 representou uma mudança estrutural radical para o setor brasileiro de petróleo. Sob esse regime, o risco exploratório foi transferido completamente para o setor privado, com investidores assumindo custos operacionais e riscos associados em troca da propriedade do óleo produzido. Essa abordagem garantiu segurança jurídica, previsibilidade regulatória e condições claras para a atuação das empresas privadas nacionais e estrangeiras, tornando o Brasil um destino extremamente atrativo para investimentos internacionais em exploração offshore durante a primeira década dos anos 2000.

Entre 1999 e 2008, nove rodadas regulares de licitação foram realizadas pela ANP, atraindo um crescente número de empresas privadas internacionais. Grandes petrolíferas globais como Shell, BP, Chevron, Equinor (antiga Statoil), Repsol e TotalEnergies estabeleceram presença robusta no Brasil, com participação crescente em consórcios exploratórios e produtivos. Dados da ANP (2023) indicam que durante esse período foram arrematados mais de 500 blocos exploratórios, com investimentos iniciais diretos ultrapassando US$ 30 bilhões em bônus de assinatura e gastos exploratórios comprometidos.

Como resultado direto dessas condições favoráveis, o Brasil alcançou rapidamente a autossuficiência em petróleo já em 2006, com produção média diária próxima a 1,9 milhão de barris, atingindo cerca de 2,1 milhões de barris diários em 2010. A contribuição privada para esse avanço foi determinante, evidenciando o sucesso do regime concessório na criação de um ambiente competitivo e atrativo para investidores privados nacionais e internacionais.

4.3.2 O Regime de Partilha e os Desafios Iniciais à Atratividade

A descoberta das reservas do pré-sal levou à implementação do regime de partilha de produção em 2010, introduzindo um marco regulatório mais rígido, com maior controle estatal sobre áreas consideradas estratégicas. Ao contrário do regime de concessão, o regime de partilha manteve a propriedade estatal sobre o petróleo produzido, com os lucros (excedentes em óleo) compartilhados entre a União e as empresas operadoras após ressarcimento dos custos de exploração e produção.

Inicialmente, a introdução do regime de partilha trouxe desafios importantes à atratividade do setor, sobretudo devido à obrigatoriedade de participação mínima da Petrobras em 30% dos consórcios exploratórios como operadora única e à participação ativa da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), entidade estatal encarregada de representar a União nos consórcios operacionais. Tais condições geraram preocupações sobre agilidade decisória e operacional dentro dos consórcios, afetando negativamente o interesse dos investidores internacionais. O primeiro leilão sob o regime de partilha, realizado em 2013 para o Campo de Libra, revelou claramente essas limitações, resultando em apenas um consórcio participante, que arrematou o bloco no lance mínimo sem nenhuma competição (EPE, 2024).

Em paralelo, o período de indefinição regulatória entre 2008 e 2013, marcado por ausência de rodadas regulares enquanto se debatia o modelo do pré-sal, foi prejudicial à continuidade dos investimentos exploratórios no Brasil. Nesse intervalo, o número de novos poços perfurados caiu drasticamente, chegando ao seu menor nível histórico, situação que gerou um alerta sobre a importância da estabilidade regulatória para atratividade e continuidade dos investimentos privados.

4.3.3 Reformas Regulatórias e a Retomada do Investimento Privado Pós-2016

Em resposta às dificuldades enfrentadas pelo regime de partilha, em 2016 o governo brasileiro promoveu importantes ajustes regulatórios. A flexibilização do operador único, estabelecida pela Lei nº 13.365/2016, removeu a obrigação da Petrobras atuar como operadora em todos os campos do pré-sal, concedendo-lhe apenas o direito de preferência. Essa mudança simples, porém, estratégica, resultou em rápido aumento da atratividade do setor para grandes investidores internacionais.

Após essa flexibilização, o país viu um retorno significativo de interesse estrangeiro nos leilões subsequentes realizados pela ANP. Como exemplo emblemático, a ExxonMobil, que praticamente não havia investido no país desde o início dos anos 2000, voltou ao mercado brasileiro com força, arrematando 25 blocos exploratórios em rodadas entre 2017 e 2018, com bônus totais pagos superiores a R$ 6,7 bilhões, valor inclusive superior aos investimentos diretos da Petrobras no mesmo período (ANP, 2023). Outras empresas globais, como BP, TotalEnergies, Chevron, Equinor e as chinesas CNPC e CNOOC, também aumentaram sua participação no mercado brasileiro, refletindo um novo ambiente regulatório mais aberto, previsível e competitivo.

4.3.4 O Papel da Oferta Permanente na Diversificação dos Investimentos

Outro avanço regulatório significativo foi a implementação do modelo de Oferta Permanente pela ANP em 2018. Essa política inovadora permitiu uma oferta contínua e permanente de áreas exploratórias, sem depender exclusivamente de rodadas periódicas tradicionais. O resultado direto desse mecanismo foi a entrada de um número significativo de empresas menores e independentes no setor, especialmente interessadas em áreas terrestres e águas rasas com menor custo exploratório.

Até o início de 2023, a ANP registrava mais de 80 empresas habilitadas para participar dos ciclos da Oferta Permanente. Esse mecanismo contribuiu para um ambiente mais plural e diversificado no mercado brasileiro de petróleo e gás, democratizando o acesso e ampliando o espectro de investidores, o que fortaleceu ainda mais a estrutura produtiva nacional do setor petrolífero (ANP, 2023).

4.3.5 Reposicionamento Estratégico da Petrobras no Novo Contexto Regulatório

Após um período desafiador entre 2014 e 2016, caracterizado por forte endividamento e retração nos investimentos, a Petrobras passou por uma profunda reestruturação operacional e financeira, redefinindo sua atuação estratégica. Em resposta ao novo contexto regulatório pós-flexibilização do operador único, a empresa optou por focar seus investimentos nas áreas estratégicas mais promissoras, sobretudo no pré-sal e na nova fronteira exploratória representada pela Margem Equatorial.

O Plano Estratégico 2024–2028 da Petrobras exemplifica claramente essa nova abordagem estratégica, com previsão de investir mais de US$ 3 bilhões na perfuração exploratória de

aproximadamente 15 poços na Margem Equatorial até 2029. Esse plano reflete a visão da companhia sobre a importância estratégica da região, com potencial para garantir a continuidade do crescimento produtivo e das reservas nacionais ao longo das próximas décadas (PETROBRAS, 2024).

4.3.6 Impactos Regulatórios e Perspectivas Futuras

Portanto, as transformações regulatórias das últimas duas décadas tiveram impacto decisivo na atração de investimentos para o setor petrolífero brasileiro, tanto pela criação de um ambiente competitivo e atrativo sob o regime de concessão, quanto pela recuperação da atratividade após ajustes importantes no regime de partilha pós-2016.

Contudo, a permanência desse ciclo virtuoso exige não apenas regras concessionais ou de partilha estáveis, mas também previsibilidade no licenciamento ambiental, pois a percepção de risco regulatório aumenta o custo de capital, dilata cronogramas de desenvolvimento e posterga royalties e participações especiais – sobretudo para os estados do Norte e Nordeste.

5. Conclusão

A trajetória institucional do setor revela que cada regime adotado respondeu diretamente aos desafios econômicos e políticos de seu contexto histórico. O período do monopólio estatal, apesar de avanços tecnológicos significativos, especialmente na exploração offshore, apresentou limitações em atrair capital privado e manter eficiência econômica sustentável. A transição ao regime de concessão em 1997 permitiu uma expansão vigorosa do setor, com intensa entrada de capital privado e estrangeiro, garantindo ao Brasil a autossuficiência energética já em 2006. Por outro lado, o regime de partilha, inicialmente marcado por forte intervenção estatal, enfrentou desafios significativos de atratividade até que reformas regulatórias estratégicas em 2016, especialmente a flexibilização do papel obrigatório da Petrobras, possibilitaram um novo ciclo virtuoso de investimentos.

A pesquisa também mostrou que a Margem Equatorial surge atualmente como uma nova fronteira exploratória estratégica para o Brasil, com potencial de reservas capaz de reposicionar o país como uma potência petrolífera global nas próximas décadas. No entanto, a região enfrenta desafios ambientais e regulatórios que precisam ser equacionados para desbloquear plenamente seu potencial exploratório e econômico. Questões relacionadas ao licenciamento ambiental têm limitado a exploração efetiva, exigindo das autoridades brasileiras soluções que

conciliem sustentabilidade ambiental, segurança jurídica e os interesses econômicos de longo prazo do país.

Outro aspecto relevante identificado neste estudo refere-se aos impactos fiscais e socioeconômicos da exploração petrolífera, especialmente em regiões como a Margem Equatorial. A distribuição mais equitativa dos royalties derivados dessa exploração pode beneficiar significativamente estados e municípios do Norte e Nordeste brasileiro, contribuindo para reduzir desigualdades regionais históricas e promovendo maior equilíbrio federativo.

Por fim, a pesquisa conclui que a evolução regulatória brasileira teve papel decisivo para atrair e manter investimentos produtivos na indústria petrolífera, ao mesmo tempo que garantiu o controle estratégico do Estado sobre recursos energéticos críticos. No contexto global atual de transição energética, fica claro que o sucesso futuro do modelo regulatório brasileiro dependerá da capacidade das instituições nacionais de adaptarem continuamente suas políticas e regras, equilibrando a exploração de hidrocarbonetos com as metas internacionais de sustentabilidade e redução de emissões.

Diante dessas conclusões, sugere-se que futuras pesquisas aprofundem a análise sobre a implementação prática dessas políticas regulatórias, especialmente no âmbito ambiental, e seus impactos reais sobre as economias locais e o ambiente institucional brasileiro. A experiência da Margem Equatorial, ainda em estágio inicial de exploração, poderá fornecer importantes lições para o aprimoramento contínuo das políticas energéticas nacionais no contexto da transição energética global.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *11ª Rodada de Licitações – Relatório Técnico*. Rio de Janeiro: ANP, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Boletim Anual de Exploração e Produção 2023*. Rio de Janeiro: ANP, 2023.

BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente.

CONAMA. Resolução nº 23, de 18 de dezembro de 2014. Dispõe sobre a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar.

CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA (CBIE). *Projeções de Produção de Petróleo no Brasil: Cenário Margem Equatorial*. Rio de Janeiro: CBIE, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *O papel do setor de petróleo e gás natural na transição energética*. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV ENERGIA). *Boletim Regulação e Petróleo*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2023.

GOBETTI, Sérgio Wulff. *Royalties e federação: desafios para uma distribuição equitativa*. Texto para Discussão nº 2681. Brasília: Ipea, 2023.

HERNANDEZ PEREZ, Manuel. *Regulação econômica da indústria de petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: FGV IBRE, 2017.

IBAMA. Despacho 7/2023-SUPRO, que indefere a licença de perfuração do bloco FZA-M-59.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). *Avaliação da atratividade dos regimes de concessão e partilha*. Rio de Janeiro: IBP, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). *Margem Equatorial – Potencial, desafios e oportunidades* (Relatório 21-A). Rio de Janeiro: IBP, abr. 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). *Desafios regulatórios e ambientais para a exploração da Margem Equatorial*. Rio de Janeiro: IBP, 2024.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). *Petróleo, clima e transição energética*. Nota Técnica. Brasília: Ipea, 2022.

NORTH, Douglass C. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

PETROBRAS. *Plano Estratégico 2024–2028*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024.

PETROBRAS. *Plano de Negócios 2025–2029 – Apresentação aos Investidores*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2023.

QUEIROZ, Thiago *et al*. *Impactos das mudanças regulatórias nas rodadas da ANP*. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 2020.