

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E ECONÔMICAS
FACULDADE DE DIREITO**

**A REGULAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO: DESAFIOS E
PERSPECTIVAS PARA CAMPOS MADUROS E MARGINAIS NO CONTEXTO DA
POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

GIOVANNA MOREIRA RODRIGUES FERREIRA

**RIO DE JANEIRO
2024**

GIOVANNA MOREIRA RODRIGUES FERREIRA

**A REGULAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO: DESAFIOS E
PERSPECTIVAS PARA CAMPOS MADUROS E MARGINAIS NO CONTEXTO DA
POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

Monografia de final de curso, elaborada no âmbito da graduação em Direito da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Direito, sob a orientação da Professora Dra. Carolina Araújo de Azevedo Pizoeiro Gerolimich.

Rio de Janeiro

2024

CIP - Catalogação na Publicação

Ferreira, Giovanna Moreira Rodrigues
A REGULAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO:
DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA CAMPOS MADUROS E
MARGINAIS NO CONTEXTO DA POLÍTICA ENERGÉTICA
NACIONAL / Giovanna Moreira Rodrigues Ferreira. --
Rio de Janeiro, 2024.
125 f.

Orientadora: Gerolimich Carolina Araújo de Azevedo Pizoeiro.

Azevedo FIZQUEIRO.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Faculdade
Nacional de Direito, Bacharel em Direito, 2024.

1. indústria do petróleo. 2. campos maduros e marginais. 3. direito regulatório. 4. preço de referência do petróleo. 5. agências reguladoras. I. Carolina Araújo de Azevedo Pizoeiro, Gerolimich, orient. II. Título

GIOVANNA MOREIRA RODRIGUES FERREIRA

**A REGULAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO: DESAFIOS E
PERSPECTIVAS PARA CAMPOS MADUROS E MARGINAIS NO CONTEXTO DA
POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

Monografia de final de curso, elaborada no âmbito da graduação em Direito da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Direito, sob a orientação da Professora Dra. Carolina Araújo de Azevedo Pizoeiro Gerolimich.

Data da Aprovação: 07 / 11 / 2024

Banca Examinadora:

Prof. Dra. Carolina Araújo de Azevedo Pizoeiro Gerolimich - Orientadora

Prof. Alberto Rosa Lopes

RIO DE JANEIRO

2024

*Dedico este trabalho à coragem de sonhar e à
beleza de uma jornada construída por muitas
mãos.*

AGRADECIMENTOS

Ser graduada em Direito pela UFRJ não era algo que existia no imaginário da menina que fui. Grande e distante demais. Mas a teimosia, a irresignação e a resiliência que me acompanham desde cedo me ensinaram que ousar sonhar além do que se pode ver é uma dádiva e é nessas horas que nos descobrimos gigantes.

À FND, minha gratidão pelas oportunidades e pelo conhecimento proporcionados. O Direito não é um fim, mas um meio. Que eu encerre este ciclo ciente da potência que carrego comigo, honrando sempre minha trajetória e àqueles que caminham ao meu lado.

Por reconhecer que essa não foi uma jornada solitária, mas construída por diversas mãos, registro minha gratidão a todos que me mantiveram de pé durante essa caminhada. Agradeço, em especial:

À Profª Dra. Carolina Pizoeiro, pela orientação neste trabalho e por ser uma grande inspiração.

Aos meus pais, que me educaram acreditando no poder transformador da educação e, com amor, me ensinaram sobre perseverança, dedicação e fé.

À minha irmã, por ser meu motivo diversas vezes.

Ao Diogo, meu amor e maior parceiro, que me amou e cuidou de mim durante toda a graduação, caminhando ao meu lado, sonhando e construindo comigo cada pequeno passo.

Às minhas avós, que se orgulham de mim e celebram minhas conquistas, mesmo sem às vezes compreendê-las.

À tia Claudia, tio Roger, Maria Lua, Tetê, Pérola, Juju e tia Patrícia, meu porto seguro, que acreditaram em mim todos os dias.

Ao Rui, que tem parte em todas as minhas conquistas, pois nunca me deixou duvidar do meu potencial.

Aos meus amigos e a toda a rede de apoio que sempre esteve comigo, por não me deixarem só e por serem luz e força em minha vida.

À Isabelly, que compartilhou as angústias do fim da graduação comigo, por toda parceria.

À Nathalia e à Mell, pelo cuidado e por terem trazido leveza a esta reta final.

À equipe de Regulatório da PRIO, que me acolheu e me ensinou, proporcionando a oportunidade de desenvolver este trabalho.

Muito obrigada.

RESUMO

O presente trabalho examina a evolução histórica e o marco regulatório do setor de petróleo e gás natural no Brasil, com ênfase nas empresas independentes e nos campos maduros e marginais. Inicialmente, o estudo aborda o período que vai do descobrimento do Brasil até o fim do monopólio estatal, analisando as principais transformações desse setor, como a abertura do mercado e o surgimento do pré-sal, que propiciou o ingresso das empresas independentes e junior oils. Na sequência, são detalhadas as características das empresas independentes e do ciclo de vida dos campos de petróleo, com especial atenção aos campos maduros e marginais e suas peculiaridades. O papel do Estado regulador também é avaliado, com a discussão do viés de fomento da regulação, do arcabouço legal liderado pela Lei do Petróleo e da atuação da ANP e do CNPE. Por fim, a dissertação examina os desafios e avanços regulatórios relacionados aos campos maduros e marginais, incluindo a análise do processo de revisão do preço de referência do petróleo, que suscitou questões sobre a violação da segurança jurídica e a necessidade de políticas diferenciadas para esse tipo de ativo. Ao longo do trabalho, são abordadas as limitações da regulação, os entraves à inovação e competitividade setorial, bem como os esforços regulatórios para fomentar o desenvolvimento dessa importante indústria.

Palavras-chave: Indústria de petróleo e gás no Brasil. Marco regulatório. Empresas independentes. Campos maduros e marginais. Agências reguladoras. Conselho Nacional de Política Energética. Desafios regulatórios. Preço de referência do petróleo. Segurança jurídica. Políticas diferenciadas

ABSTRACT

The present dissertation examines the historical evolution and regulatory framework of the oil and gas sector in Brazil, with emphasis on independent companies and mature and marginal fields. Initially, the study addresses the period from the discovery of Brazil to the end of the state monopoly, analyzing the main transformations of this sector, such as the opening of the market and the emergence of the pre-salt, which enabled the entry of independent companies and junior oils. Subsequently, the characteristics of independent companies and the life cycle of oil fields are detailed, with special attention to mature and marginal fields and their peculiarities. The role of the regulatory state is also evaluated, discussing the fostering bias of regulation, the legal framework led by the Oil Law, and the performance of ANP and CNPE. Finally, the dissertation examines the regulatory challenges and advancements related to mature and marginal fields, including the analysis of the process of revising the oil reference price, which raised issues about the violation of legal certainty and the need for differentiated policies for this type of asset. Throughout the work, the limitations of regulation, the barriers to innovation and sectoral competitiveness, as well as the regulatory efforts to foster the development of this important industry are addressed.

Keywords: Oil and gas industry in Brazil. Regulatory framework. Independent companies. Mature and marginal fields. Regulatory agencies. National Energy Policy Council. Regulatory challenges. Oil reference price. Legal certainty. Differentiated policies.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	10
1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA E MARCO REGULATÓRIO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL	12
1.1. Do descobrimento ao monopólio.....	12
1.2. O fim do monopólio estatal e a abertura do mercado.....	18
1.3. O pré-sal e o surgimento das empresas independentes e junior oils	24
2. EMPRESAS INDEPENDENTES E CAMPOS MADUROS E MARGINAIS	29
2.1. Empresas independentes.....	29
2.2. Ciclo de vida dos campos de petróleo	32
2.3. Campos Maduros e suas especificidades	37
2.4. Campos Marginais e suas especificidades.....	40
3. ESTADO REGULADOR: O VIÉS DE FOMENTO DA REGULAÇÃO	43
3.1. Papel fomentador do Estado na intervenção do domínio econômico.....	43
3.2. Lei do Petróleo e o Papel da ANP	51
3.3. As Agências reguladoras e a Lei 13.848/19	54
3.4. O papel do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	62
3.5. Conformidade dos campos maduros e marginais com as diretrizes de política energética nacional.....	65
4. EVOLUÇÃO REGULATÓRIA: DESAFIOS E AVANÇOS PARA CAMPOS MADUROS E MARGINAIS NO SETOR PETROLÍFERO	68
4.1. Limitações da regulação: entraves à inovação e competitividade setorial	68
4.2. Evolução histórica dos avanços regulatórios para campos maduros e marginais	69
4.3. Análise do Processo de revisão do Preço de Referência do Petróleo - CP 18/23.....	75
4.3.1. Histórico da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo.....	75
4.3.2. Consulta Pública 24/2022 (“CP 24/2022”).....	81
4.3.3. Consulta Pública nº 18/2023 (“CP nº 18/2023”)	83
4.3.4. Violação ao princípio da segurança jurídica.....	85

4.3.5. Legítima Expectativa e Confiança Legítima: Pilares da Estabilidade Jurídica ..	92
4.3.6. Necessidade de previsão de política diferenciada para petróleos oriundos de campos maduros e marginais.....	95
5. MECANISMOS PARTICIPATIVOS COMO INSTRUMENTOS PARA EVOLUÇÃO REGULATÓRIA	99
5.1. Contexto histórico e benefícios da participação social na regulação	99
5.2. Considerações para a efetividade dos mecanismos participativos	101
5.3. Perspectivas futuras e aprimoramento dos mecanismos participativos.....	102
5.4. Consultas PÚblicas	107
5.5. Análise de Impacto Regulatório - AIR	110
CONCLUSÕES.....	117
REFERÊNCIAS.....	120

INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás natural desempenha um papel crucial na matriz energética brasileira e na economia nacional. Desde a descoberta do primeiro poço de petróleo comercialmente viável em 1939, o Brasil tem testemunhado uma evolução significativa em sua indústria petrolífera. Esta trajetória é marcada por importantes marcos regulatórios que moldaram o desenvolvimento do setor, com destaque para a criação da Petrobrás em 1953 e a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478) em 1997, que abriu o mercado para a participação de empresas privadas.

Neste contexto de transformação, os campos maduros e marginais emergem como um segmento de particular interesse. Estes campos, caracterizados por sua produção declinante ou economicamente desafiadora, representam uma parcela significativa das reservas petrolíferas brasileiras. No entanto, seu pleno aproveitamento depende de um ambiente regulatório que reconheça suas especificidades e promova condições favoráveis para sua exploração.

A evolução regulatória do setor de petróleo e gás natural no Brasil tem buscado equilibrar diversos objetivos, incluindo a atração de investimentos, a promoção da concorrência, a maximização da recuperação das reservas e o desenvolvimento tecnológico. Neste processo, a ANP, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) desempenha um papel central como órgão regulador, implementando políticas que visam fomentar a atividade nos campos maduros e marginais.

Este trabalho propõe-se a analisar a evolução regulatória do setor petrolífero brasileiro, com foco nos desafios e oportunidades relacionados aos campos maduros e marginais. Serão examinadas as principais mudanças no marco regulatório, incluindo iniciativas recentes como a Resolução ANP nº 749/2018, que estabeleceu critérios para a classificação de campos maduros e marginais e introduziu incentivos para sua revitalização.

O trabalho abordará também o papel das empresas independentes neste cenário, considerando sua importância para a dinamização do setor e para o aproveitamento eficiente

dos recursos em campos de menor produtividade. Além disso, será discutida a relevância dos mecanismos participativos, como consultas e audiências públicas e Análises de Impacto Regulatório (AIR), na construção de um arcabouço regulatório mais responsável às necessidades do setor.

Para ilustrar os desafios práticos e as implicações jurídicas dos processos regulatórios, este trabalho incluirá um estudo de caso focado na revisão da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo (PRP). Esta análise permitirá examinar como os mecanismos participativos são aplicados na prática regulatória do setor petrolífero, bem como considerar a possível necessidade de políticas diferenciadas para campos maduros e marginais. O caso do PRP oferece uma oportunidade valiosa para compreender a complexidade da regulação no setor e seus potenciais impactos sobre diferentes atores da indústria.

Por fim, este estudo buscará avaliar se as atuais diretrizes regulatórias estão alinhadas com os objetivos da Política Energética Nacional, considerando aspectos como segurança energética, desenvolvimento econômico e sustentabilidade ambiental. Ao examinar criticamente a evolução regulatória e seus impactos nos campos maduros e marginais, espera-se contribuir para o debate sobre os caminhos futuros da regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA E MARCO REGULATÓRIO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

1.1. Do descobrimento ao monopólio

A trajetória do petróleo no Brasil teve seu marco inicial em 1858, quando o Marquês de Olinda concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para a fabricação de querosene em terrenos às margens do Rio Maraú, na Bahia. Naquele período, o cenário legal era ainda incipiente, visto que a Constituição de 1824 não abordava a questão do petróleo, e a primeira descoberta comercial mundial só viria a acontecer em 1859, na Pensilvânia, Estados Unidos¹.

A primeira exploração efetiva de petróleo em território nacional ocorreu em 1892, em Bofete, São Paulo, e foi liderada por Eugênio Ferreira de Camargo. Nesse sentido, a primeira perfuração, realizada em 1897, atingiu 480 metros de profundidade e resultou na extração de dois barris de óleo)².

Com o advento do século XX e o consequente aumento da demanda por petróleo, o panorama legal começou a se transformar. A Constituição de 1891, inspirada em ideais liberais norte-americanos, introduziu uma importante mudança ao estabelecer o direito de propriedade, conferindo aos proprietários do solo os direitos sobre as minas em suas terras (Quintans, 2015).

Um passo significativo foi dado em 1907 com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB). Este órgão iniciou, a partir de 1919, uma série sistemática de perfurações em diversas regiões do país. Embora estas atividades não tenham resultado em descobertas comercialmente viáveis, foram fundamentais para o avanço do conhecimento geológico nacional. (Lucchesi, 1998).

Na década de 1930, a história do petróleo brasileiro ganhou um novo protagonista: Monteiro Lobato. Em 1931, ele obteve concessão para exploração e, através de obras como "O

¹ QUINTANS, Luiz Cesar Pazos. **Manual do direito do petróleo.** São Paulo: Atlas, 2015.

² LUCCHESI, C. F. (1998). Petróleo. *Estudos Avançados*, 12(33), 17-40.

Poço do Visconde", contribuiu significativamente para popularizar o tema. Seu empreendedorismo levou à fundação da Companhia Petróleos do Brasil em 1932, que alcançou notável sucesso ao vender 50% de suas ações em apenas quatro dias, iniciando prospecções em Araquá, atual Águas de São Pedro. O êxito desta primeira empresa motivou Lobato a expandir seus investimentos, criando outras companhias como a Companhia Petróleo Nacional e a Companhia Mato-grossense de Petróleo, esta última focada em perfurações próximas à fronteira com a Bolívia. (Lucchesi, 1998).

Paralelamente, a Constituição Federal de 1934 trouxe algumas mudanças significativas no tratamento jurídico do petróleo. Dois dispositivos cruciais foram introduzidos: (i) a abolição do direito do proprietário particular sobre o subsolo das terras que lhe pertenciam, estabelecendo uma separação clara entre a propriedade do solo e as riquezas do subsolo (art. 118 da CRFB/34³); (ii) a transferência ao governo federal da competência exclusiva para conceder a particulares o direito de pesquisa e desenvolvimento de recursos minerais (art. 119 da CF/34)⁴ (Brasil, 1934a⁵; Carvalho, 1976⁶).

Neste contexto de transformações, foi instituído o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) pelo Decreto 23.979/1934. Este órgão federal tinha como atribuições regular e fiscalizar a exploração mineral no Brasil, incluindo a concessão de licenças e a supervisão das atividades de mineração. No entanto, o DNPM enfrentou resistência significativa do setor privado, com diretores de empresas petrolíferas criticando suas medidas como obstáculos burocráticos desnecessários e inconstitucionais (Brasil, 1934b)⁷.

³ Art. 118. As minas e demais riquezas do sub-sólo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial.

⁴ Art. 119. O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei.

⁵ BRASIL. **Constituição (1934)**. Constituição dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

⁶ CARVALHO, Getúlio. **Petrobrás**: do monopólio aos contratos de risco. 1. ed. São Paulo: Genérico, 1976.

⁷ BRASIL. **Decreto nº 23.979, de 8 de março de 1934**. Extingue no Ministério da Agricultura a Diretoria Geral de Pesquisas Científicas, criada, pelo decreto nº 22.338, de 11 de janeiro de 1933, aprova os regulamentos das diversas dependências do mesmo Ministério, consolida a legislação referente à reorganização por que acaba de passar e dá outras providências. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934b. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1930-1939/decreto-23979-8-marco-1934-499088-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acesso em: 18 set. 2024.

O primeiro Código de Minas do Brasil foi estabelecido pelo Decreto 24.642/1934, que introduziu na legislação a definição de jazida e mina, classificando-as como "combustíveis fósseis sólidos", "rochas betuminosas" e "petróleo e gases naturais". Em seguida, o Decreto-Lei Federal nº 366/38 incorporou ao Código de Minas um título dedicado ao regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros (Brasil, 1934c⁸; Brasil, 1938a⁹).

Foi somente após a publicação do Decreto-Lei Federal nº 395/1938, seguido de intensas discussões sobre a política de investimento para a exploração do petróleo, que este recurso passou a ser tratado de forma distinta dos demais minerais, sendo reconhecido como um mineral singular e estratégico para o país (Brasil, 1938b)¹⁰.

O referido decreto também instituiu o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), representando a primeira iniciativa significativa do Estado brasileiro para a regulação do setor petrolífero e marcando o início de uma política econômica voltada para a indústria do petróleo (Brasil, 1938b).

Após considerável resistência ao investimento, foram realizados estudos na região do Recôncavo Baiano, nas proximidades de Lobato, que culminaram na descoberta, em 1939, do primeiro poço produtor de petróleo em território brasileiro com quantidades comerciais. Embora o campo de Lobato tenha se revelado pequeno, sua descoberta teve grande importância

⁸ BRASIL. **Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.** Decreta o Código de Minas. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934c. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/d24642.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

⁹ BRASIL. **Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938.** Incorpora ao Código de Minas, decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, novo título, em que se institue o regime Legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1938a. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0366.htm#:~:text=DECRETO%2DLEI%20N%C2%BA%20366%2C%20DE%2011%20DE%20ABRIL%20DE%201938.&text=24.642%2C%20de%2010%20de%20julho,Artigo%20%C3%BAnico.>. Acesso em: 18 set. 2024.

¹⁰ BRASIL. **Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938.** Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado em produzido no país, e dá outras providências. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1938b. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0395.htm#:~:text=DECRETO%2DLEI%20N%C2%BA%20395%2C%20DE%2029%20DE%20ABRIL%20DE%201938.&text=Declara%20de%20utilidade%20p%C3%A9trola%20e,pa%C3%ADs%2C%20e%20d%C3%A9%20outras%20provid%C3%A1ncias.>. Acesso em: 18 set. 2024.

simbólica e prática, comprovando a existência de petróleo no subsolo brasileiro e incentivando novas explorações.

Posteriormente, foi promulgado o Código de Petróleo por meio do Decreto-lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940, que foi o primeiro estatuto integralmente dedicado ao regime legal das jazidas de petróleo e gás natural, consolidando a tendência monopolista brasileira (Brasil, 1940)¹¹.

Santos Neto¹² descreve as mudanças trazidas pelo Decreto-Lei Federal nº 1.985/40:

Com a promulgação do Decreto-Lei Federal nº 1.985/40, foi instituído um novo Código de Minas, que determinou que a concessão de direitos de pesquisa fosse exclusiva do Governo da União, e restrita a brasileiros, sejam pessoas naturais ou jurídicas, cujos sócios ou acionistas fossem brasileiros (Santos Neto, 2018, p. 26).

Na década de 1940, as atividades de exploração de petróleo no Brasil se intensificaram, especialmente na região do Recôncavo Baiano, e, em 1941, foi descoberto o campo de Candeias, o primeiro a produzir petróleo em escala comercial no país. Nos anos subsequentes, outras descobertas significativas ocorreram na mesma região, incluindo os campos de Dom João, Água Grande e Matatu. Nesse contexto, os debates políticos sobre a relevância do petróleo para o desenvolvimento nacional se intensificaram, assim como as discussões acerca da gestão desse recurso estratégico¹³.

O Decreto-Lei Federal nº 3.236/41, promulgado em 1941, estabeleceu que as jazidas de petróleo e gás natural localizadas no território brasileiro pertenciam à União, mantendo a exigência de nacionalidade para sócios e acionistas das empresas exploradoras. Contudo, a

¹¹ BRASIL. Decreto-Lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940. Código de Minas. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1940.. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del1985.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

¹² SANTOS NETO, Manoel Pereira dos. **Manual de direito do petróleo**: uma visão jurídica do ouro negro no Brasil. 1. ed. Jundiaí: Paco, 2018.

¹³ BRANDÃO, Maria de Azevedo (Org.). Recôncavo da Bahia: sociedade e economia em transição. Salvador: Fundação Casa de Jorge Amado, 1998

Constituição dos Estados Unidos do Brasil de 1946 flexibilizou essas restrições, permitindo a participação de capital estrangeiro na exploração de petróleo no Brasil (Brasil, 1941)¹⁴.

De acordo com Santos Neto (2018):

Apesar de a Constituição estabelecer que as minas e demais riquezas do subsolo eram propriedades distintas do solo, a União só poderia monopolizar determinadas indústrias ou atividades por meio de lei. O Estado ficava responsável apenas por receber royalties e bônus provenientes da produção, que geralmente não ultrapassavam 20% da renda líquida. A decisão sobre a quantidade de petróleo a ser explorado estava majoritariamente nas mãos dos concessionários, que ajustavam a produção com base nos interesses comerciais e no preço do petróleo no mercado internacional (Santos Neto, 2018, p. 97).

A abertura promovida pela Constituição de 1946 impulsionou movimentos nacionalistas, como o famoso slogan "O petróleo é nosso", culminando na aprovação da Lei Ordinária Federal nº 2.004/1953, que instituiu a Política Nacional do Petróleo e criou a Petrobras. Marilda Rosado observa que esta lei "consolidou a base jurídica para o setor de petróleo e gás natural no Brasil, acompanhada por uma significativa campanha pública que enfatizava a propriedade nacional desses recursos"¹⁵.

A criação da Petrobras, no contexto da Política Nacional do Petróleo, teve grande importância estratégica. A estatal foi instituída com o propósito de garantir o controle nacional sobre todas as etapas das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, exceto a distribuição. Dessa forma, tornou-se a única entidade autorizada a explorar os hidrocarbonetos presentes no subsolo dos campos de petróleo brasileiros, consolidando o monopólio estatal sobre essa atividade econômica.

Seguindo a linha das Constituições anteriores, a Constituição de 1967 preservou o mesmo princípio, determinando que a exploração e o aproveitamento de jazidas, minas e outros

¹⁴ BRASIL. **Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941.** Institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, de rochas betuminosas e piro-betuminosas e dá outras providências. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1941. Disponível em: <[¹⁵ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do petróleo:** as joint ventures na indústria do Petróleo. 2. ed. São Paulo: Renovar, 2003.](https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1940-1949/decreto-lei-3236-7-maio-1941-413329-publicacaooriginal-1-pe.html#:~:text=Institue%20o%20regime%20legal%20das,betuminosas%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A1ncias.&text=I%20DISPOSI%C3%87%C3%95ES%20PRELIMINARES-,Art.,t%C3%ADculo%20de%20dom%C3%ADnio%20privado%20imprescritivel>}. Acesso em: 18 set. 2024.</p>
</div>
<div data-bbox=)

recursos minerais, bem como dos potenciais de energia hidráulica, estivessem sujeitos a autorização ou concessão federal. Esses direitos foram reservados exclusivamente a brasileiros ou a sociedades constituídas no país¹⁶.

A Constituição Federal de 1988, em seu Art. 20, incisos V, VI e IX¹⁷, define o mar territorial, os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva, assim como os recursos minerais do subsolo, como bens da União. Esse princípio se aplica também às jazidas de petróleo e gás natural, conforme o Art. 177, §1º da Constituição, que estabelece o monopólio da União sobre as atividades de refino, transporte, pesquisa, lavra, comércio, produção, importação e exportação de petróleo e gás natural¹⁸.

Nesse aspecto, é fundamental fazer uma distinção entre o conceito de jazida e lavra de petróleo e gás. Conforme Quintans:

As jazidas são consideradas bens públicos e pertencem, indiscutivelmente, à União, como já dito anteriormente (CF/88, art. 20). O petróleo estando dentro das jazidas também é considerado parte delas. Portanto, a esta altura, também pode ser considerado como bem público. Na medida em que há a extração do petróleo ou gás, ele deixa de ser parte da jazida, deixa de ser bem público e se torna fruto resultante da lavra. (QUINTANS, 2015, p. 26).

A redação original do inciso I do art. 177, ao ser promulgada, gerou grande controvérsia ao proibir a participação de empresas privadas nas atividades de exploração e ao impedir a celebração de novos contratos de risco. Essa medida foi alvo de críticas, já que os preços dos serviços eram baseados nos resultados das descobertas exploratórias (Ribeiro, 2003).

Adicionalmente, para reforçar a autoridade da União e o protecionismo em relação ao setor de petróleo e gás, o Art. 22 da CRFB/88 estabeleceu que a competência para legislar sobre essas matérias seria exclusiva da União, embora fosse possível a delegação a outros entes federativos (Brasil, 1988).

¹⁶ QUINTANS, Luiz Cesar Pazos. **A trajetória do monopólio do petróleo no Brasil.** [s.l.]: [s.n.], 2013. E-book.

¹⁷ Art. 20. São bens da União:[...] V - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva; VI - o mar territorial; IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo.

¹⁸ BRASIL. **Constituição (1988).** Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1988. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 22 ago. 2024.

Nesse escopo, em seu Art. 176, §1º, a Constituição Federal de 1988 evidenciava que:

§ 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, **por brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional**, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas (Brasil, 1988. Grifo próprio)

Nesse contexto, mudanças globais, como a queda do Muro de Berlim em 1989 e a Guerra do Golfo (1990-1991), que trouxeram instabilidade ao mercado internacional de petróleo, além da tendência global de abertura econômica, pavimentaram o caminho para o fim do monopólio estatal na década seguinte.

1.2. O fim do monopólio estatal e a abertura do mercado

O setor petrolífero brasileiro experimentou uma profunda transformação a partir de meados da década de 1990, marcando o fim do monopólio estatal e inaugurando uma nova era de abertura de mercado. Este processo de mudança teve início com significativas alterações no texto constitucional, que flexibilizaram o rígido controle estatal sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, até então exclusivas de empresas brasileiras, notadamente a Petrobras.

Destaca-se que esse movimento se insere no contexto de amplas reformas enfrentadas pelo Estado brasileiro, caracterizadas por transformações estruturais que impulsionaram a reforma econômica no país.

Luís Roberto Barroso¹⁹ destaca algumas das principais transformações:

O Estado brasileiro, ao longo da década de 90, sofreu um conjunto amplo de reformas econômicas, levadas a efeito por emendas à Constituição e por legislação infraconstitucional, e que podem ser agrupadas em três categorias: a extinção de determinadas restrições ao capital estrangeiro, a flexibilização de monopólio estatais e a desestatização. Tais transformações modificaram as bases sobre as quais se dava a atuação do Estado no domínio econômico, tanto no que diz respeito à prestação de serviços públicos como à exploração de atividades econômicas (Barroso, 2002, p. 309).

¹⁹ BARROSO, Luís Roberto. Agências reguladoras: Constituição, transformações do Estado e legitimidade democrática. **Revista de Direito Administrativo**, v. 229, p. 285-312, jul. 2002.

Quanto a isso, é importante evidenciar que a transformação na indústria de petróleo e gás natural no Brasil não pode ser compreendida isoladamente, mas sim como parte de uma reestruturação mais ampla da economia nacional, refletindo a mudança paradigmática que o país vivenciou com a abertura econômica e a reformulação do papel do Estado:

O processo de transformação da indústria do petróleo e gás natural insere-se, por conseguinte, no contexto mais amplo de abertura da economia brasileira. Para uma adequada compreensão da evolução e das propostas de articulação, é necessário observar que, com a privatização e desregulação, o Estado passou a assumir um papel de fiscalização e controle através de agências reguladoras, ao invés de participar diretamente na atividade econômica por meio de empresas estatais. Essa reconfiguração resultou no estímulo aos investimentos privados e ao mercado de capitais, contribuindo para a redução do déficit público. Em uma visão mais abrangente, a reestruturação do Estado brasileiro significou uma verdadeira reengenharia, com a revisão do número de órgãos e entidades, acompanhada de uma análise crítica de sua eficácia. Tratou-se de tornar a intervenção estatal não só mais eficiente, mas também mais próxima das demandas da sociedade (Ribeiro, 2014, p. 388).

Assim, na tentativa de se alinhar a uma tendência mundial, diante das pressões sofridas no âmbito interno e externo e visando atender o interesse público e o desenvolvimento social e econômico, a CRFB/88 foi emendada pela EC nº 9 de 1995 (Brasil, 1995)²⁰.

O referido dispositivo, apesar de não ter dado fim ao monopólio da União, o flexibilizou na medida em que permitiu, por meio de alteração do § 1º do Art. 177, a contratação de empresas públicas ou privadas para o exercício das atividades de pesquisa, refino, importação e exportação e transporte do petróleo e seus derivados:

Art. 177, §1º A União **poderá contratar com empresas estatais ou privadas** a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei (Brasil, 1995. Grifo próprio).

Nesse sentido, percebe-se que o §1º foi incorporado à Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 como uma norma de eficácia limitada, estabelecendo uma exceção que permitia a participação parcial de empresas privadas em determinadas atividades.

²⁰ BRASIL. **Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995.** Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

O legislador atingiu seu objetivo de autorização limitada ao determinar que essa nova modalidade de contratação poderia ocorrer sob regras, termos e condições específicas, a serem detalhados em legislação posterior. Além disso, no seu §2º²¹, o legislador aproveitou para especificar os detalhes que essa futura lei deveria abordar.

Segundo Alexandre de Moraes, a EC nº 9/95 encerrou o monopólio estatal no exercício da atividade econômica relacionada a petróleo e gás natural, mantendo, porém, o monopólio da própria atividade, ou seja, a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos continuam constituindo monopólio da União, no sentido de que somente o Poder Público é que poderá decidir, com exclusividade, quem poderá exercer essa atividade econômica. É o que se traduz como monopólio de escolha do Poder Público (Moraes, 2000)²².

Com a nova redação, foi dada à União a faculdade de contratar com empresas estatais ou privadas a realização das várias atividades envolvidas na produção de hidrocarbonetos e seus derivados:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 desta Constituição Federal.

§ 1º - A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei (Brasil, 1995. Grifo próprio).

²¹ § 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre: I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; II - as condições de contratação; III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União;

²² MORAES, Alexandre de. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural. **Revista de Informação Legislativa**, v. 37, n. 148, p. 219-229, out./dez. 2000.

Esta modificação abriu caminho para a participação de empresas estrangeiras no setor, desde que atendessem aos requisitos estabelecidos, representando um primeiro passo significativo na direção da abertura do mercado.

Como consequência direta da EC 9/95, foi promulgada a Lei nº 9.478/1997, conhecida como Lei do Petróleo. Esta legislação revogou a Lei nº 2.004/1953, que havia estabelecido o monopólio estatal, e instituiu um novo marco regulatório para o setor (Brasil, 1997)²³.

A Lei do Petróleo trouxe inovações cruciais para o setor, dentre elas: **(i)** a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão responsável por propor políticas nacionais e medidas específicas para o setor energético; **(ii)** o estabelecimento do regime de concessão, permitindo que empresas privadas participassem das atividades de exploração e produção mediante licitação e pagamento de participações governamentais; **(iii)** definição de novas regras para a importação e exportação de petróleo e seus derivados; **(iv)** estabelecimento de princípios e objetivos da Política Energética Nacional; **(v)** definição das participações governamentais, quais seja, o bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área; e **(vi)** a regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de transporte (Brasil, 1997).

Ainda, a referida lei também detalhou as atividades que constituem monopólio da União, alinhadas com o texto constitucional:

- I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
- II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
- III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
- IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem (Brasil, 1997).

²³ BRASIL. **Lei 9.478/97, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.478%2C%20DE%206%20DE%20AGOSTO%20DE%201997&text=Disp%C3%B5sico%20sobre%20a%20pol%C3%ADtica%20energ%C3%A9tica,Petr%C3%B3leo%20e%20derivados%C3%A9licos%20e%20g%C3%A1s%20natural%20de%20qualquer%20origem>. Acesso em: 10 set. 2024.

Uma das principais inovações da Lei do Petróleo foi a criação da ANP como uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela implementação (dentro de sua esfera de atribuições) da política energética nacional (Brasil, 1997).

É imperativo destacar que a relação entre a Agência e o Ministério de Minas e Energia (MME) é apenas de natureza finalística, caracterizando-se por uma autonomia mútua que afasta qualquer vestígio de subordinação hierárquica entre as partes. No intuito de preservar a independência das agências reguladoras, estas foram delineadas com atributos que as diferenciam do regime autárquico convencional, conforme disposto no art. 5º, inciso I, do Decreto-Lei nº 200, de 1967²⁴. Por essa razão, são classificadas como “entidades autárquicas em regime especial”.

A Lei nº 9.478/97 conferiu à ANP, dentre outras funções, as responsabilidades de regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas que compõem a indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (art. 8º, caput); elaborar editais e promover licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos decorrentes e supervisionando a execução dos mesmos (art. 8º, IV); além de fiscalizar diretamente, de forma concorrente ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, tendo ainda a atribuição de aplicar sanções administrativas e pecuniárias previstas em leis, regulamentos ou contratos (art. 8º, VII) (Brasil, 1997).

As atribuições da ANP abrangem uma vasta gama de atividades e produtos. No que tange à produção de petróleo, a agência é responsável pela regulação de todas as etapas, desde o poço até o posto de combustíveis. Relativamente ao gás natural, a ANP regula todas as atividades que precedem a distribuição ao consumidor final, atribuição esta que, conforme disposto na Constituição, é de competência dos estados federativos (CRFB, art. 25, § 2º²⁵) (Brasil, 1988).

²⁴ “Autarquia - serviço autônomo, criado por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios, para executar atividades típicas da Administração Pública, que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada”.

²⁵ Art. 25, § 2º - Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

A exclusividade da Petrobras nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, mantida pelo Estado brasileiro por várias décadas, impôs limites significativos ao crescimento do setor energético nacional. Conforme salientou Luis Carlos Bresser Pereira²⁶, “se o Brasil desejava fomentar o investimento, era imprescindível que se promovesse a Petrobras”:

[...] o Brasil está convencido de que hoje há interesse das empresas nacionais e estrangeiras, e ele quer recebê-las com grande interesse, com o maior interesse possível para que invistam, e para que promovam a exploração, o refino, a produção de petróleo, a distribuição do petróleo (Pereira, 1996. p. 250).

No contexto da década de 1990, a abertura do mercado se configurou como uma estratégia para atrair novos investimentos, refletindo a incapacidade de financiamento das empresas estatais, como apontado por Helder Queiroz Pinto Jr. e Ronaldo Fiani²⁷.

A flexibilização do monopólio estatal e a adoção do modelo de concessão propiciaram uma verdadeira revolução no setor, com o número de empresas operando na área aumentando de 1 para 78 entre os anos de 1999 e 2008. A promulgação da Lei 9.478/97 estabeleceu um novo cenário de competição (art. 61, §1º)²⁸ para a Petrobras, que, apesar das mudanças, ainda mantém uma fatia considerável do mercado. Tal predominância pode, por sua vez, distorcer a concorrência, dado o entrelaçamento de interesses entre a empresa e o governo, os quais ainda comprometem as condições de concorrência²⁹³⁰.

²⁶ PEREIRA, Luis Carlos Bresser. O objetivo é promover o investimento. In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

²⁷ PINTO JR, Helder Queiroz Pinto; FIANI, Ronaldo. Regulação Econômica. In: KUPFER, David; Hasenclever, Lia (orgs.). Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

²⁸ Art. 61, § 1º - As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

²⁹ Louis E. Smith, analista de negócios da Exxon Exploration Co., externou essa preocupação em 1996: “We strongly recommend complete separation of the state’s role as investor and its role as policy maker and regulator. In Brazil, these two roles should belong to Petrobras and the new regulatory agency, DNP, and the distinction between them should be very clear. [...] If the state company is a fully participating partner – that is, if it assumes its share of all obligations and pays its share of all costs – it will be viewed no differently by the company than any other participant. In this case, the key consideration is that the state company compete on the same basis and have the same economic incentives as the private company” (Smith, 1996. p. 78-79).

³⁰ SMITH, Louis E. Key considerations in petroleum exploration & production agreements. In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

A abertura do mercado trouxe diversos benefícios para o setor petrolífero brasileiro. O aumento da competitividade foi notável, com a participação de empresas privadas e estrangeiras fomentando a concorrência no setor. O novo marco regulatório propiciou maior segurança jurídica, atraindo investimentos nacionais e estrangeiros, o que por sua vez estimulou o avanço tecnológico na exploração e produção. Como resultado desse processo, o Brasil passou de produtor insignificante para detentor da décima quinta maior reserva mundial de petróleo, demonstrando o impacto positivo das mudanças implementadas.

A partir de 1999, a ANP iniciou as rodadas de licitação para concessão de blocos exploratórios, consolidando o novo modelo de exploração e produção no país.

A "Rodada Zero" ocorreu em 1998, com participação exclusiva da Petrobras, mas as rodadas subsequentes abriram espaço para a participação de outras empresas. Esse processo de licitações periódicas tornou-se um elemento central do novo modelo regulatório, proporcionando oportunidades regulares para novos investimentos e explorações no setor.

O período entre o fim do monopólio estatal e a descoberta do pré-sal representou uma mudança paradigmática na política energética do país. As alterações constitucionais e legislativas implementadas na década de 1990 criaram um ambiente mais competitivo e atrativo para investimentos, impulsionando o crescimento e a modernização do setor.

Contudo, os desafios subsequentes, especialmente com a descoberta do pré-sal, demonstraram a natureza dinâmica deste segmento e a necessidade contínua de adaptação do marco regulatório às novas realidades e oportunidades que se apresentam.

1.3. O pré-sal e o surgimento das empresas independentes e junior oils

A descoberta do pré-sal em 2006, anunciada publicamente em 2007, marcou um ponto de inflexão na indústria petrolífera brasileira. Esta província petrolífera, localizada em águas ultraprofundas ao longo da costa brasileira, estende-se do Espírito Santo a Santa Catarina, abrangendo uma área de aproximadamente 149.000 km. Além de trazer um novo horizonte para a exploração de petróleo, o pré-sal impôs desafios regulatórios e estratégicos ao Brasil,

exigindo uma reavaliação do marco regulatório e novos investimentos em tecnologia e infraestrutura.

As estimativas apontam reservas de petróleo na ordem de dezenas de bilhões de barris de óleo equivalente, o que posiciona o Brasil como um ator de peso no cenário energético global. De modo que a magnitude das descobertas levou o governo brasileiro a reavaliar o marco regulatório do setor, resultando na Lei nº 12.351/2010³¹, que, dentre outras disposições, estabeleceu o regime de partilha de produção para as áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas e também criou a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) para gerenciar os contratos de partilha e comercializar a parcela de petróleo pertencente à União.

Contudo, o cenário econômico global e as mudanças políticas internas trouxeram novos desafios para a Petrobras. A queda nos preços do petróleo a partir de 2014, combinada com o alto endividamento da empresa e os desdobramentos da Operação Lava Jato, levaram a uma reavaliação estratégica. A partir de 2016, a Petrobras iniciou uma política de desinvestimento, visando reduzir seu endividamento e focar em ativos considerados mais rentáveis, principalmente os do pré-sal.³²

Seu plano de desinvestimento de ativos que traziam menor resultado contemplava um total de 183 campos de petróleo, sendo 92% deles campos maduros. Dos 46 campos offshore ofertados, 44 se enquadravam nesse quesito. Já dos 137 campos onshore, 125 eram maduros³³.

Essa mudança estratégica ficou evidente nos Planos de Negócios da companhia. No plano 2014-2018, os investimentos previstos totalizavam cerca de US\$ 220,6 bilhões, enquanto no

³¹ BRASIL. **Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2010. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

³² **G1. Petrobras reduz plano de investimento para US\$ 74,1 bi em 5 anos.** 20 set. 2016. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2016/09/petrobras-reduz-plano-de-investimento-para-us-741-bi-em-5-anos.html>. Acesso em: 27 de out. 2019.

³³ CASTILHO, Marcelo. **Opportunities in E&P Mature Fields** 2019. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-epalestras/2019/opportunities-in-e-amp-p-mature-fields>>. Acesso em: 11 set. 2024.

plano seguinte, 2018-2022, a cifra caiu para US\$ 74,5 bilhões, com a maior parte dos recursos destinada às operações no pré-sal³⁴.

Nesse contexto, vislumbrou-se a necessidade de olhar com atenção para as outras áreas que têm o potencial de atrair investimentos de empresas de médio e pequeno porte, que, em termos de retorno econômico e arrecadação governamental possuem uma grandeza inferior se comparados às áreas do Pré-Sal, porém impactam de forma significativa a economia das regiões onde esses campos estão localizados (Delgado *et al.*, 2018).

Esta estratégia abriu espaço para a entrada de novos players no mercado brasileiro, especialmente as empresas independentes e as "*junior oils*". As primeiras são caracterizadas por operarem exclusivamente nas atividades de exploração e produção, sem atuação nos segmentos de refino ou distribuição. Já as "*junior oils*" são tipicamente empresas de menor porte, muitas vezes especializadas em operar campos maduros ou marginais (Delgado *et al.*, 2018).

O surgimento dessas empresas no cenário brasileiro trouxe uma nova dinâmica ao setor. Empresas como PRIO (antiga PetroRio), 3R Petroleum, Enauta, e Origem Energia (antiga QGEP) ganharam destaque, adquirindo ativos da Petrobras e investindo em campos que, embora maduros, ainda apresentavam potencial produtivo sob uma gestão mais eficiente (Delgado *et al.*, 2018).

Ainda, outras empresas estrangeiras também aproveitaram o cenário de desinvestimentos. A Trident Energy, especializada na revitalização de campos maduros, comprou os polos de Pampo e Enchova, na Bacia de Campos, por US\$ 851 milhões (Agência Nacional do Petróleo, 2020a)³⁵.

³⁴ DELGADO, Fernanda *et al.*. Royalties e EOR em campos maduros no brasil: discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Caderno de Opinião FGV Energia**, [s. v.], p. 1-25, jun. 2018. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opiniao_93_-royalties_rev1.pdf>. Acesso em: 12 set. 2024.

³⁵ DIRETORIA da ANP aprova cessão de direitos dos polos de Pampo e Enchova. **Agência Nacional do Petróleo**. 2020a. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/noticias/5798-diretoria-da-anp-aprova-cessao-de-direitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova>>. Acesso em: 15 out 2024.

A franco-britânica Perenco adquiriu os polos de Pargo, Carapeba e Vermelho, em águas rasas do Rio de Janeiro, por US\$398 milhões. A Petronas, estatal da Malásia, entrou no Brasil em 2019 ao adquirir 50% dos campos de Espadarte e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos, por US\$1,29 bilhões, consolidando sua presença no país com uma produção diária de 56 mil boe/d³⁶.

A entrada desses novos players teve impactos positivos no setor, promovendo uma maior diversificação do mercado e atuando em consonâncias às diretrizes da política energética nacional. Além disso, essas empresas frequentemente trazem abordagens inovadoras para a gestão de campos maduros, implementando técnicas de recuperação avançada e otimizando a produção em áreas consideradas marginais.

Mais adiante, serão desdobradas as particularidades das operações em campos maduros e marginais, e, especialmente, os desafios atrelados a esses projetos.

O marco regulatório também se adaptou para acomodar essa nova realidade. A Resolução ANP nº 749/2018, por exemplo, simplificou os procedimentos para a cessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, facilitando as transações de ativos entre empresas³⁷.

Ademais, o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REAT), lançado em 2017 e atualizado em 2020, visava estimular a atividade em campos terrestres, área de atuação frequente de empresas independentes e "junior ois"³⁸.

³⁶ RAMALHO, André. **Desinvestimentos da Petrobras atraem novos produtores de óleo e gás para o Brasil**. VALOR. 2019. Disponível em <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/27/desinvestimentos-da-petrobras-atraem-novos-produtores-de-oleo-e-gas-para-o-brasil.ghtml>>. Acesso em: 14 out. 2024.

³⁷ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução ANP nº 749, de 21 de novembro de 2018**. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>. Acesso em: 15 de out. 2024.

³⁸ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE 2020. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 21 de out. 2024.

À medida que o futuro do setor petrolífero brasileiro se desenha em direção a um cenário que exige uma diversificação crescente, vemos a convivência de grandes empresas focadas em operações de larga escala no pré-sal com independentes e "junior oils" atuando em nichos específicos, como a exploração de campos maduros e marginais. Essa nova configuração de mercado impõe desafios e oportunidades que demandam um ambiente regulatório mais flexível e dinâmico, capaz de acompanhar as transformações da indústria.

2. EMPRESAS INDEPENDENTES E CAMPOS MADUROS E MARGINAIS

2.1. Empresas independentes

A indústria petrolífera brasileira tem experimentado uma notável transformação nas últimas décadas, caracterizada pelo surgimento de empresas independentes como atores significativos em um cenário tradicionalmente dominado por grandes corporações. Estas empresas, de menor porte e estrutura mais ágil, têm se destacado principalmente nas atividades de exploração e produção, com ênfase em campos maduros e áreas marginais.

Enquanto as grandes empresas petrolíferas, conhecidas como *majors*, geralmente operam em toda a cadeia produtiva, as independentes concentram seus esforços em segmentos específicos do mercado. Esta especialização permite que desenvolvam expertise aprofundada em nichos particulares, como a operação eficiente de campos maduros, introduzindo assim uma nova dinâmica ao setor³⁹.

Juntas, as companhias independentes operam hoje 278 campos e 161 blocos exploratórios no Brasil, segundo dados da ANP, e, em janeiro de 2024, a produção operada por petroleiras independentes no país ficou em 363,2 mil barris de óleo equivalentes por dia (boe/dia)⁴⁰.

³⁹ FERRAZ, João Carlos; KUPFER, David; HAGUENAUER, Lia. **Desafios competitivos para a indústria**. Rio de Janeiro: Campus, 1995. p. 277.

⁴⁰ EIXOS. **Entenda o movimento de consolidação das petroleiras independentes no Brasil**. Disponível em: <https://eixos.com.br/empresas/entenda-o-movimento-de-consolidacao-das-petroleiras-independentes-no-brasil/>. Acesso em: 20 de set.2024.

O advento dessas empresas independentes está intrinsecamente ligado às mudanças estruturais no panorama energético brasileiro. Com o crescimento do interesse das majors em explorar o pré-sal, criou-se um espaço para que as independentes assumissem o papel de gestoras eficientes de campos maduros.

A eficiência dessas empresas na gestão desses campos decorre de vários fatores, incluindo sua estrutura organizacional mais enxuta, que resulta em menores custos operacionais, permitindo que campos com produção reduzida ainda sejam economicamente viáveis. Além disso, frequentemente adotam abordagens operacionais inovadoras e tecnologias específicas para maximizar a produção em condições desafiadoras, aspectos que as grandes empresas podem não considerar prioritários para seus ativos principais, dado que há maior margem de lucro em outros tipos de projetos.

Esta dinâmica cria um cenário onde as empresas independentes encontram oportunidades valiosas em campos que, embora não sejam mais atrativos para as grandes corporações, ainda possuem potencial produtivo significativo quando gerenciados com uma estrutura de custos e operações mais adequada à sua realidade. Um dos resultados mais significativos dessa dinâmica é a extensão da vida útil dos campos petrolíferos, com campos que poderiam ser abandonados prematuramente pelas grandes empresas, continuando produtivos sob a gestão das independentes.

É importante ressaltar que a expertise operacional necessária para a extração dos volumes finais de óleo em campos maduros difere substancialmente daquela empregada nas fases anteriores de produção. As empresas especializadas nesta etapa de extração conseguem, com efeito, prolongar a rentabilidade do campo por períodos consideravelmente mais extensos.

Esta capacidade tem implicações que transcendem o mero sucesso econômico, alinhando-se com preocupações ambientais crescentes, ao minimizar o desperdício de recursos não-renováveis – uma agenda cada vez mais presente nas discussões de negócios e na busca por um futuro sustentável.

A política de desinvestimento da Petrobras, mais adequadamente descrita como uma estratégia de reorientação de portfólio, tem sido um catalisador importante nesse processo. Ao disponibilizar campos que já não se alinham às suas prioridades estratégicas, a Petrobras abre

espaço para que empresas independentes assumam esses ativos, contribuindo para uma maior diversificação e dinamismo no setor petrolífero brasileiro. Esta reconfiguração do mercado não apenas otimiza a utilização dos recursos petrolíferos do país, mas também promove a inovação e a eficiência operacional, elementos cruciais para a sustentabilidade a longo prazo da indústria.

Dados da ANP, Gás Natural e Biocombustíveis (Agência Nacional do Petróleo, 2023)⁴¹ corroboram a eficácia desta abordagem, projetando um aumento agregado de produção de até 150% para um conjunto de 124 campos que passaram por cessão de direitos a novos operadores.

Este cenário de transição tem implicações significativas para a eficiência operacional, sustentabilidade ambiental e dinamismo econômico do setor petrolífero brasileiro. A capacidade das empresas independentes de operar eficientemente em campos maduros e áreas marginais não apenas diversifica o panorama da indústria, mas também contribui para uma utilização mais eficaz e sustentável dos recursos petrolíferos nacionais (Agência Nacional do Petróleo, 2023).

Em suma, a ascensão das empresas independentes no setor petrolífero brasileiro representa uma adaptação crucial do mercado às realidades econômicas e operacionais dos campos maduros. Estas empresas estão desempenhando um papel fundamental na otimização dos recursos existentes, contribuindo significativamente para a extensão da vida útil dos campos, o aumento do fator de recuperação⁴² das bacias e a manutenção da produtividade em áreas que, de outra forma, poderiam ser negligenciadas ou prematuramente abandonadas (Agência Nacional do Petróleo, 2020b)⁴³.

Este novo paradigma de operação demonstra o potencial de inovação e adaptabilidade do setor, promovendo uma indústria petrolífera mais resiliente e alinhada com as demandas contemporâneas de eficiência econômica e responsabilidade ambiental. As empresas

⁴¹ Dados estatísticos - relatório executivo de 2023. **Agência Nacional do Petróleo**. 2023. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5798-diretoria-da-anp-aprova-cessao-de-direitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova>>. Acesso em: 5 set. 2024.

⁴² “razão entre o volume recuperável e o volume original, ou seja, o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório.” (Agência Nacional do Petróleo, 2020b).

⁴³ CONCESSÃO de blocos exploratórios. **Agência Nacional do Petróleo**. 2020b. Disponível em <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1>>. Acesso em> 14 ago. 2024.

independentes, com sua estrutura mais ágil e foco especializado, têm introduzido tecnologias e práticas operacionais inovadoras, muitas vezes adaptadas especificamente para as condições desafiadoras dos campos maduros.

Além disso, a atuação dessas empresas tem implicações socioeconômicas positivas, contribuindo para a manutenção de empregos e a geração de receitas em regiões onde a atividade petrolífera poderia estar em declínio. Isso se alinha com os objetivos de desenvolvimento regional e sustentabilidade econômica de longo prazo.

Do ponto de vista regulatório e jurídico, o sucesso das empresas independentes no Brasil destaca a importância de um arcabouço legal flexível e adaptativo. As mudanças na legislação e nas políticas setoriais, que permitiram e incentivaram a entrada desses novos atores, demonstram como ajustes regulatórios podem fomentar a diversidade e a competitividade no mercado.

2.2. Ciclo de vida dos campos de petróleo

Para melhor compreender as próximas definições que serão tratadas neste trabalho é de fundamental importância compreender o ciclo de vida de um campo de petróleo.

Os campos de petróleo ocorrem em formações geológicas específicas, normalmente em rochas porosas, como arenito ou calcário, que favorecem a acumulação de petróleo. Essas formações são sobrepostas por camadas de rochas impermeáveis, conhecidas como rochas selantes, que bloqueiam a migração do petróleo para outras áreas.

O ciclo de vida de um campo de petróleo é um processo extenso e complexo, que vai muito além do intervalo entre a primeira extração de óleo e o abandono do campo. Na verdade, seu início ocorre antes mesmo de ser oficialmente reconhecido como um campo de petróleo, com etapas anteriores à descoberta e prospecção.

O processo começa com as orientações e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com base nas quais a ANP realiza estudos em diversas áreas do território

nacional. As áreas que apresentam características específicas determinadas pelo CNPE são aprovadas e incluídas nas rodadas de licitações de blocos exploratórios, que são as áreas ainda não desenvolvidas (Agência Nacional do Petróleo, 2020c)⁴⁴.

Essas rodadas de licitações são, na verdade, leilões através dos quais o governo brasileiro concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no país. Segundo a ANP (2017)⁴⁵:

Nestas licitações, as empresas interessadas oferecem, individualmente ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural (Agência Nacional do Petróleo, 2017).

Após a concessão do direito, a empresa entra na chamada "Fase de Exploração" do bloco. Esta é uma fase inicial cujo objetivo é descobrir se existe efetivamente petróleo na região e se sua extração seria economicamente viável. Ou seja, se a quantidade de petróleo presente é suficiente para justificar os custos de exploração e extração.

Durante esta fase, as companhias de óleo e gás localizam e avaliam as reservas de hidrocarbonetos contidas em uma determinada área exploratória, através de levantamentos geológicos e sísmicos seguidos da perfuração de poços exploratórios para determinar a presença de hidrocarbonetos. Existem dois períodos distintos nesta fase: o primeiro é composto por estudos geológicos e geofísicos, que têm como propósito localizar estruturas geológicas com indícios de acumulação de petróleo (Thomas, 2001)⁴⁶; o segundo período valida a interpretação dos dados obtidos durante o primeiro, pois se dá após as análises feitas pela equipe de geologia e geofísica e a seleção de coordenadas para perfuração dos poços exploratórios, que pode ou não encontrar um reservatório economicamente viável.

⁴⁴ DADOS estatísticos - boletim de reservas de 2019. **Agência Nacional do Petróleo**. 2020. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2024.

⁴⁵ PRODUÇÃO de petróleo no pré-sal ultrapassa pela primeira vez a do pós-sal. **Agência Nacional do Petróleo**. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/3912-producao-de-petroleo-no-pre-sal-ultrapassa-pela-primeira-vez-a-do-pos-sal.>>. Acesso em: 8 ago. 2024.

⁴⁶ THOMAS, José Eduardo. (Org.). **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

Quanto a isso, a ANP (2020c) explica que

O contrato estabelece um prazo, usualmente dividido em períodos exploratórios, durante o qual o concessionário ou contratado deve desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica, visando ao maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, em especial do bloco adquirido. As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

Quando esses estudos levam à descoberta de uma reserva de petróleo ou gás natural, a empresa deve realizar uma avaliação detalhada da descoberta. Este processo envolve a análise de diversos dados obtidos em testes, simulações de cenários críticos e perfurações de poços, com o objetivo de avaliar mais precisamente a extensão do reservatório, o volume total e sua viabilidade comercial.

A empresa deve enviar à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD), que é um programa de trabalho com prazos e investimentos necessários para essa avaliação. O resultado dessa atividade é apresentado no Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD) que, uma vez aprovado pela agência, pode levar a uma Declaração de Comercialidade, iniciando assim a Fase de Produção, momento em que se passa a ser chamado, oficialmente, de campo de petróleo (Agência Nacional do Petróleo, 2017).

A fase de produção se divide em duas etapas: desenvolvimento e produção propriamente dita. Após a aprovação da Declaração de Comercialidade pela ANP, a empresa deve submeter sua proposta de Plano de Desenvolvimento (PD). De acordo com a ANP (2016):

O PD consolida o planejamento de longo prazo para as operações e investimentos no campo. Descreve o modelo geológico da área do campo e as bases de projeto das instalações a serem implantadas; prevê a curva de produção de fluidos; fixa diretrizes de segurança e meio ambiente para a implantação, a operação e a desativação do sistema de produção e escoamento; e apresenta os aspectos econômicos do projeto.

Na etapa inicial da fase de produção, o campo passa por um período de desenvolvimento, durante o qual são realizadas atividades para instalar equipamentos e sistemas necessários à produção, conforme o PD apresentado (Agência Nacional do Petróleo, 2016).

Esta etapa envolve investimentos de capital intensivo e decisões operacionais que incluem instalações, perfuração de novos poços e estruturas submarinas, quando poços são offshore e estruturas terrestres, para poços onshore. O perfil de produção do campo é definido e as previsões dos volumes de hidrocarbonetos desde o início da produção até o abandono são iniciadas. A partir disso, os locais de produção são preparados, caso seja um campo onshore, o terreno é nivelado, estradas são construídas para o transporte de equipamentos e as instalações e acomodações para os futuros trabalhadores do local também são erguidas. Em campos offshore, a plataforma precisa ser construída e transportada para o local.

É importante notar que essas atividades podem se estender ao longo da fase de produção, mesmo após o início da extração.

A fase de produção se estende pelo período em que a extração do óleo é viável. Nos primeiros anos, a pressão dentro dos reservatórios é geralmente suficiente para que os fluidos alcancem a superfície naturalmente, um processo conhecido como elevação natural ou surgência. Conforme a produção evolui e o volume de óleo diminui, a pressão e a vazão do poço diminuem, tornando necessária a implementação de sistemas de elevação artificial.

Durante todo o ciclo de vida de um poço, são produzidos diferentes fluidos (óleo, gás natural e água) que devem ser separados na superfície. Após devidamente separados, esses fluidos são armazenados e transportados para as unidades de processamento e em seguida refinados. Ao longo dessa fase, ocorre a produção de hidrocarbonetos continuamente. Esse fluxo contínuo tende a diminuir durante a vida produtiva do campo. Isso acontece devido à queda de pressão do reservatório.

Com o declínio natural da curva de produção do campo com o passar do tempo e o aumento dos custos de produção, observa-se um aumento no *lifting cost*, que pode ser conceituado como o custo de extração de um barril de petróleo. O campo é considerado economicamente viável até o ponto em que o *lifting cost* é menor que o preço de venda do barril (ANP, 2017).

Quando a empresa prevê que está se aproximando do fim da vida útil do campo, ela deve submeter o Programa de Descomissionamento de Instalações (PDIs) à ANP. Com todas as

atividades constantes no PDI concluídas, tem-se o abandono permanente do campo de petróleo, marcando o fim de seu ciclo de vida (ANP, 2017).

O abandono de poço consiste em um conjunto de atividades cujo objetivo é isolar diferentes intervalos permeáveis, através da instalação de barreiras sólidas ou líquidas, em um poço onde a sua produção não é mais viável economicamente, ou seja, em um poço onde os custos operacionais superam o lucro obtido com a comercialização dos produtos gerados, mesmo existindo reservas consideráveis ainda no local explorado.

É nesse contexto de alcance da maturidade, no qual os custos de operação tendem a aumentar, e a produção começa a declinar de forma significativa, que as grandes operadoras usualmente optam por descomissionar o campo, considerando que o retorno econômico já não compensa os investimentos necessários para manutenção da operação. No entanto, a maturidade de um campo não representa necessariamente o fim de sua viabilidade econômica.

Enquanto nesses cenários as grandes operadoras decidem encerrar suas operações, as *junior oils* veem nesses ativos uma oportunidade. Essas empresas conseguem, com operações mais ágeis e tecnologias de recuperação avançada, explorar o potencial residual desses campos, prolongando sua vida útil e extraíndo valor onde as grandes companhias não enxergam mais viabilidade. Assim, campos considerados exauridos pelas "majors" tornam-se uma fonte de crescimento para as independentes.

A aquisição de campos maduros por *junior oils* não apenas prolonga a vida útil desses ativos, mas também traz benefícios econômicos e sociais para as regiões onde estão localizados. Ao manter a produção ativa, essas empresas preservam empregos locais, geram receitas fiscais e contribuem para a segurança energética do país. Além disso, a transferência de ativos para as *junior oils* pode estimular a inovação no setor, já que essas empresas são frequentemente mais propensas a adotar e desenvolver novas tecnologias para maximizar a recuperação de hidrocarbonetos. Este modelo de negócio representa uma importante transição no ciclo de vida dos campos petrolíferos, permitindo uma exploração mais eficiente e sustentável dos recursos existentes.

2.3. Campos Maduros e suas especificidades

A definição de campos maduros é fundamental para a compreensão do estágio atual de muitos ativos de petróleo e gás no Brasil. De acordo com a ANP, o conceito formal de campo maduro está delineado na Resolução ANP nº 749/2018⁴⁷, que será melhor desdoblada em capítulo posterior (Agência Nacional do Petróleo, 2018).

Conforme estabelecido em seu art. 2º, III⁴⁸, um campo maduro é definido como aquele que possui um histórico de produção efetiva, a partir de instalações definitivas, maior ou igual a 25 anos, ou cuja produção acumulada já tenha atingido 70% do volume previsto a ser produzido, considerando as reservas provadas (1P) (Brasil, 2018). Este percentual pode ser calculado utilizando a seguinte fórmula:

Figura 1: Fórmula de percentual de produção efetiva

$$\% \text{ produzido} = \frac{\text{Produção Acumulada (boe)}}{\text{Produção Acumulada (boe)} + \text{Reservas 1P(boe)}}$$

Fonte: Elaboração própria (2024) baseada em Brasil (2018).

Esse critério baseia-se na capacidade já demonstrada do campo de produzir petróleo ou gás em níveis mais baixos, mas ainda economicamente viáveis. Originalmente, a ANP considerava o uso das reservas provadas + prováveis (2P) para definir campos maduros, mas, com o objetivo de reduzir as incertezas, optou-se por adotar as reservas provadas (1P) como critério principal. Assim, um campo é considerado maduro quando já extraiu pelo menos 70%

⁴⁷ BRASIL. Agência Nacional do Petróleo. **Resolução nº 749, de 21 de setembro de 2018.** Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2018. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/amp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>>. Acesso em: 20 ago. 20224.

⁴⁸ “campo maduro: campo de petróleo ou de gás natural com histórico de produção efetiva, realizada a partir de instalações definitivas de produção, maior ou igual a vinte e cinco anos, ou cuja produção acumulada corresponda a, pelo menos, 70% (setenta por cento) do volume a ser produzido previsto, considerando as reservas provadas (1P). O percentual mencionado pode ser obtido aplicando-se a fórmula: “Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe)” (Brasil, 2018).

das reservas provadas, ou quando tem 25 anos ou mais de produção efetiva, conforme a Resolução 749/2018 (Brasil, 2018).

A fórmula acima utiliza o conceito de barris de óleo equivalente (boe), uma medida que agrupa tanto a produção de petróleo quanto a de gás natural em uma única unidade. A conversão do volume de gás natural em barris de óleo equivalente é realizada através da fórmula:

Figura 2: Fórmula do volume total (boe)

$$\text{Volume total (boe)} = \text{Volume de Petróleo (bbl)} + \text{Volume de Gás(m}^3\text{)} * \frac{6.28981}{1000}$$

Fonte: Elaboração própria (2024) baseado em Brasil (2018).

Esse cálculo assegura que a produção de um campo seja avaliada de forma completa, levando em consideração tanto a quantidade de petróleo extraído quanto a de gás natural.

Além disso, o critério de 25 anos de produção efetiva considera apenas os períodos em que o campo estava em operação definitiva, excluindo períodos de interrupção e fases de teste anteriores à implantação de sistemas de produção permanentes. Esse ajuste foi feito para garantir uma avaliação precisa da produtividade e do grau de maturidade de um campo (Brasil, 2018).

O Brasil possui uma grande quantidade de campos maduros, que apesar de, atualmente, já não representarem a maioria da parcela da produção de boe/d, desempenham um papel crucial em que pese a necessidade de melhor aproveitamento dos recursos não renováveis e de sustentabilidade da indústria. Com base nessa definição, em 2022, o Brasil possuía 298 campos maduros, espalhados por 13 bacias sedimentares (Agência Nacional do Petróleo, 2023)⁴⁹.

Entretanto, este conceito de campos maduros não é único na indústria e nem na academia, além disso, não existe unanimidade acerca do assunto. A complexidade na definição de campos maduros deriva de múltiplos fatores, incluindo aspectos técnicos, econômicos e operacionais que variam significativamente entre diferentes regiões produtoras e contextos geológicos.

⁴⁹ DADOS de produção de petróleo e gás natural de 2023. **Agência Nacional do Petróleo**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>. Acesso em: 10 jul 2024.

Na perspectiva técnica, alguns especialistas defendem que a maturidade de um campo deve ser avaliada principalmente por parâmetros físicos do reservatório, como o declínio natural da pressão, o aumento da produção de água (water cut), a redução da produtividade dos poços e o fator de recuperação alcançado.

Do ponto de vista econômico, outros profissionais argumentam que a definição de campo maduro deve considerar primordialmente a relação entre custos operacionais e receita gerada, o retorno sobre o investimento, a necessidade de tecnologias especiais para manutenção da produção e o impacto dos custos de abandono no planejamento financeiro.

Os desafios específicos enfrentados por campos maduros também variam conforme o ambiente operacional. Em campos terrestres (onshore), questões como a logística e o gerenciamento de grande número de poços são preponderantes, enquanto em campos marítimos (offshore), a integridade de instalações antigas e os custos operacionais elevados são fatores críticos.

Não obstante, há uma crescente tendência de que esses campos sejam operados por empresas independentes, que encontraram nesse nicho de mercado uma oportunidade de desenvolverem seus negócios, maximizando o valor de ativos já desenvolvidos. Muitas vezes, esses campos são menos atrativos para as grandes operadoras, que preferem concentrar seus recursos em projetos de grande porte ou novas descobertas.

No entanto, os campos maduros ainda possuem potencial considerável, especialmente com o uso de tecnologias de recuperação avançada, como a injeção de água, vapor ou CO₂, que ajudam a prolongar a vida útil do campo e a aumentar a produção residual. (NWIDEE, 2016)

2.4. Campos Marginais e suas especificidades

O conceito de campos marginais no setor petrolífero brasileiro tem sido objeto de interpretações diversas, refletindo a complexidade e a dinâmica deste segmento econômico. Historicamente, duas visões predominaram: a perspectiva da indústria, que associava campos marginais a empreendimentos de baixa rentabilidade econômica, e a definição regulatória da

ANP, que estabelecia critérios quantitativos específicos baseados em limites máximos de produção diária.

Esta dualidade conceitual gerou debates significativos no setor, especialmente considerando a volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional. A flutuação dos preços poderia, em cenários favoráveis, tornar economicamente viáveis campos anteriormente classificados como marginais, de modo que o contrário também poderia acontecer, evidenciando a necessidade de uma abordagem mais flexível e adaptável às condições de mercado.

A evolução deste debate culminou na publicação da Resolução ANP nº 877/2022, que trouxe uma nova abordagem para a definição de campos marginais. Esta resolução não apenas esclareceu o conceito, mas também alinhou a regulamentação brasileira às práticas internacionais, visando promover a participação de pequenas e médias empresas no setor de exploração e produção de petróleo, um mercado tradicionalmente dominado por grandes corporações multinacionais (Brasil, 2022a)⁵⁰.

Paralelamente, a Resolução CNPE nº 5/2022 representou um marco significativo ao propor medidas de estímulo direto para viabilizar a exploração de campos marginais. Esta resolução autorizou a ANP a implementar benefícios concretos, como a redução dos royalties para o mínimo legal de 5%, a simplificação regulatória e a prorrogação dos contratos por até 27 anos. Estas ações estão intrinsecamente ligadas à nova definição proposta pela ANP, criando um ambiente regulatório mais favorável à exploração desses campos (Brasil, 2022b)⁵¹.

A redução dos royalties, em particular, destaca-se como uma medida crucial para melhorar a viabilidade econômica dos projetos em campos marginais. Considerando que estas áreas de produção frequentemente operam no limite da rentabilidade, a diminuição da alíquota

⁵⁰ BRASIL. Agência Nacional do Petróleo. **Resolução nº 877, de 17 de maio de 2022**. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022a. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022-dispõe-sobre-o-enquadramento-de-campos-e-acumulações-de-petróleo-e-gás-natural-que-apresentem-economicidade-ou-produção-marginal>>. Acesso em: 20 ago. 2024.

⁵¹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 5, de 23 de junho de 2022**. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-cnpe-5-2022.pdf>>. Acesso em: 8 ago. 2024.

de 10% para 5% representa uma significativa redução de custos, potencialmente aumentando a atratividade destes investimentos para empresas de menor porte.

O novo marco regulatório criado por essas resoluções busca unificar e fortalecer a política voltada para a exploração de campos marginais. Ao simplificar o regime de exploração e incentivar a reabilitação de antigas jazidas, a ANP visa impulsionar o aproveitamento de recursos que, embora historicamente negligenciados, podem representar valiosas fontes de riqueza se devidamente explorados (Brasil, 2022b).

Ao alinhar as resoluções ANP nº 877/2022 e CNPE nº 5/2022, busca-se criar um ambiente regulatório mais propício à exploração eficiente de campos de baixa economicidade. Esta abordagem visa equilibrar risco e retorno, adotando políticas mais flexíveis e incentivos econômicos que podem beneficiar especialmente as pequenas e médias empresas (Brasil, 2022a; Brasil, 2022b).

Entretanto, ressalta-se que, apesar da grande relevância da publicação da Resolução CNPE nº 5/2022, ela define diretrizes que não são auto implementáveis, dependendo de publicação de regulamento específico por parte da ANP - o que ainda não foi feito. Tal implementação vem sendo calorosamente esperada pelo mercado das empresas independentes que vislumbram nessa resolução uma oportunidade de revitalizar campos marginais que, sob as condições atuais, encontram dificuldades e operam em condição de desigualdade frente a outros players do mercado (Brasil, 2022b).

Nesta seara, essa proposta é vista como um importante passo para a fortificação desse novo mercado das empresas independentes. Ao promover políticas que considerem as particularidades dos ativos operados por essas empresas, o governo estimula a diversificação do mercado.

Tal estímulo pode resultar em um aumento da produção em campos anteriormente subaproveitados, na extensão da vida útil dos ativos e no aumento do fator de recuperação. Além disso, contribui significativamente para o desenvolvimento econômico regional, uma vez que gera, direta ou indiretamente, centenas de milhares de postos de trabalho.

3. ESTADO REGULADOR: O VIÉS DE FOMENTO DA REGULAÇÃO

3.1. Papel fomentador do Estado na intervenção do domínio econômico

O papel fomentador do Estado é um aspecto fundamental da intervenção estatal na economia, refletindo uma evolução nas concepções sobre a atuação governamental no domínio econômico. Esta função estatal busca estimular e incentivar atividades econômicas de interesse público, representando uma sofisticação da intervenção estatal que transcende as abordagens tradicionais de comando e controle para adotar mecanismos mais sutis e eficazes de direcionamento da atividade econômica privada.

Para compreendermos a função de fomento atribuída ao Estado, é importante entendermos os diferentes níveis de intervenção no domínio econômico que perpassam a história do país. Antes de adentrarmos no recorte histórico-geográfico, abordaremos classificações relevantes.

No contexto brasileiro, esta evolução é particularmente notável a partir da Constituição Federal de 1988, que estabeleceu um modelo de economia de mercado com forte presença regulatória estatal. O art. 174⁵² da Constituição explicita este papel ao definir o Estado como "agente normativo e regulador da atividade econômica", atribuindo-lhe as funções de fiscalização, incentivo e planejamento. Esta disposição constitucional fundamenta uma atuação estatal que, embora presente e ativa, busca respeitar e promover a autonomia dos agentes privados, alinhando-se ao princípio da subsidiariedade (Brasil, 1988).

No âmbito da intervenção estatal no domínio econômico, merece destaque a classificação proposta por Eros Roberto Grau que identifica três modalidades distintas: intervenção por absorção ou participação, intervenção por direção e intervenção por indução. Essa taxonomia

⁵² "Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado."

oferece um arcabouço teórico fundamental para compreender as diferentes formas pelas quais o Estado pode influenciar e regular as atividades econômicas (Grau, 2018)⁵³.

A intervenção por absorção ou participação caracteriza-se pela atuação direta do Estado como agente econômico, executando efetivamente uma atividade econômica em sentido estrito. Esta modalidade subdivide-se em duas vertentes: a absorção, na qual o Estado opera em regime de monopólio uma determinada atividade produtiva, e a participação, onde o Estado desenvolve uma atividade produtiva em um contexto de competição com empresas privadas que atuam no mesmo setor (Grau, 2018).

É importante notar que a intervenção por absorção encontra respaldo constitucional no Art. 177, em rol taxativo, enquanto a intervenção por participação está prevista no Art. 173 da Constituição Federal, condicionada a requisitos específicos como relevante interesse coletivo ou imperativos da segurança nacional (Grau, 2018).

Observa-se que, no contexto da reforma administrativa iniciada na década de 1990, houve uma tendência de redução do papel do Estado na economia, visando diminuir especialmente a intervenção por absorção ou participação, priorizando o setor privado no exercício de atividades produtivas. Este movimento realça a importância crescente das modalidades de intervenção por direção e, sobretudo, por indução, como instrumentos de política econômica e regulatória (Grau, 2018).

A intervenção por direção, por sua vez, manifesta-se quando o Estado estabelece normas de observância obrigatória para os agentes econômicos em geral. Nesta modalidade, por meio de normas coercitivas, cujo desrespeito implica a possibilidade de sanção, o Estado busca reger o funcionamento dos mercados. Trata-se, portanto, de uma intervenção que atua diretamente sobre o comportamento dos agentes econômicos, impondo-lhes condutas determinadas⁵⁴ (Grau, 2018).

⁵³ GRAU, Eros Roberto. **A ordem econômica na Constituição de 1988: interpretação e crítica.** 19. ed. São Paulo: Malheiros, 2018.

⁵⁴ A intervenção por direção tem fundamento constitucional no Art. 174, o qual se refere ao Estado brasileiro como “agente normativo e regulador da atividade econômica.

Por fim, a intervenção por indução propõe-se a fomentar atividades econômicas mediante normas que estipulam certos benefícios para aqueles que a elas aderirem. Diferentemente das normas impositivas da intervenção por direção, as normas indutivas procuram tornar atrativa a adesão a determinados comportamentos desejados pelo Estado, em função de uma finalidade pública⁵⁵ (Grau, 2018).

Neste modelo, os agentes econômicos que optarem por adotar as prescrições normativas farão jus a benefícios como redução ou isenção de tributos, preferência para a obtenção de crédito, subsídios, entre outros. O objetivo é, por meio do oferecimento de condições privilegiadas de participação no mercado, incentivar as empresas a orientarem suas ações em um sentido pré-definido pelo Estado, no âmbito de um planejamento econômico mais amplo (Grau, 2018).

O modelo de Estado Regulador, que emergiu com força no Brasil a partir das reformas da década de 1990, caracteriza-se pela preferência por mecanismos indiretos de intervenção econômica. Neste contexto, o fomento surge como um instrumento privilegiado de atuação estatal, permitindo a consecução de objetivos públicos sem comprometer a autonomia dos agentes privados (Grau, 2018).

Apesar das distinções taxonômicas quanto aos tipos de intervenção ou do papel do Estado nas atividades econômicas que inevitavelmente surgem, é certo que a doutrina Administrativa Moderna concorda que, dentre a dualidade de papéis a serem assumidos pelo Estado, há uma tendência natural do Estado em seguir uma linha de força reguladora e não mais de *player* de atuação direta no mercado (Grau, 2018).

Em sua face reguladora-normativa, portanto, cabe ao Estado fiscalizar, incentivar e planejar. Especialmente no que tange ao papel fomentador/incentivador, trata-se de estímulo propiciado por medidas objetivas que possam, de fato, colaborar com o desenvolvimento da área e os objetivos constitucionalmente previstos.

Esclarece José dos Santos Carvalho Filho:

⁵⁵ A intervenção por indução, com a criação de incentivos para setores da economia, tem amparo no Art. 174 da Constituição Federal.

No que concerne ao incentivo - denominado por alguns de 'fomento' -, deve o Estado disponibilizar o maior número possível de instrumentos para o desenvolvimento econômico a ser perseguido pela iniciativa privada [...] São instrumentos de incentivo os benefícios tributários, os subsídios, as garantias, os empréstimos em condições favoráveis, a proteção aos meios nacionais de produção, a assistência tecnológica e outros mecanismos semelhantes que se preordenem ao mesmo objetivo (Carvalho Filho, 2018, p. 1059).⁵⁶

Vale ressaltar que as ações de fomento não têm o condão de impor aos particulares determinada ação, ou, ainda, constrangê-los de algum modo a adotar certa postura omissiva. Ao contrário, as ações fomentadoras dão aos particulares a liberdade de escolha: a liberdade de se adequar ou não aos desejos de fomento do Estado.

Nesse mesmo sentido, ensina Marçal Justen Filho:

O fomento busca afetar as condutas dos particulares, de modo a induzi-los a condutas ativas e omissivas reputadas como desejáveis para certos fins. Uma característica essencial reside na manutenção da autonomia dos particulares para a realização das escolhas. O fomento não consiste na imposição de comandos normativos qualificando as condutas dos particulares como obrigatorias ou proibidas. O particular é incentivado a escolher uma conduta reputada como desejável pelo Estado (Justen Filho, 2016, p. 858).⁵⁷

No contexto específico da indústria do petróleo brasileiro, o papel fomentador do Estado ganha contornos particulares, especialmente considerando a evolução histórica do setor. Conforme já delineado no Capítulo que se debruça a tratar da evolução histórica da indústria, inicialmente, a indústria petrolífera brasileira era caracterizada por um forte intervencionismo estatal, com o Estado atuando diretamente como *player* através do monopólio da Petrobras, estabelecido pela Lei 2.004/1953⁵⁸.

Este modelo de forte presença estatal perdurou por décadas, refletindo uma concepção de que o setor petrolífero era estratégico demais para ser deixado inteiramente nas mãos da

⁵⁶ CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de direito administrativo**. 32. ed. São Paulo: Atlas, 2018.

⁵⁷ JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de direito administrativo**. 4.ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2016.

⁵⁸ BRASIL. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. **Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências**. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 16705, 3 out. 1953.

iniciativa privada. No entanto, a partir da década de 1990, observou-se uma mudança gradual nesta abordagem, alinhada com tendências globais de liberalização econômica.

Nesse sentido, a Emenda Constitucional nº 9/1995 somada à promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), marcou um ponto de inflexão crucial, flexibilizando o monopólio estatal e estabelecendo a ANP. Este marco regulatório representou a transição para um modelo de regulação indireta, no qual o Estado passou a atuar primordialmente como regulador e fomentador, em vez de executor direto das atividades econômicas no setor (Brasil, 1995; Brasil, 1997).

Esta mudança de paradigma reflete a evolução do papel do Estado na economia, passando de um modelo de intervenção direta para um modelo de regulação e fomento, isso é, indutivo. No setor petrolífero, isso se traduziu na abertura do mercado para a participação de empresas privadas, nacionais e estrangeiras, com o Estado assumindo um papel de regulador e incentivador do desenvolvimento setorial.

Como nos apresenta Diogo Figueiredo:

É nesse contexto que a velha intervenção pesada, pró-Estado, se transforma numa intervenção leve, pró sociedade. O papel do Estado muda: de agente monopolista, concorrente ou regulamentador e torna-se um agente regulador e fomentador. Não se trata de um movimento para chegar ao Estado mínimo, como se poderia pensar, mas para torná-lo um Estado melhor (Moreira Neto, 2003, p. 74).⁵⁹

Da mesma forma também disserta Floriano Azevedo:

As transformações ocorridas nos últimos anos (de forma acentuada no Brasil, mas igualmente em vários países do continente europeu que guardam muita semelhança com nossa tradição de intervenção estatal e de estrutura jurídica) apontam para uma redução da intervenção direta e do incremento de uma nova forma de intervenção, substancialmente distinta daquela acima divulgada. Tem lugar entre nós o fortalecimento do papel regulador dos Estados em detrimento do papel do Estado produtor de bens e serviços (Marques Neto, 2009, P. 37)⁶⁰

No que tange ao escopo do presente trabalho, fato é que a intervenção indutiva pode materializar-se através de uma série de políticas públicas e previsões normativas que,

⁵⁹ MOREIRA NETO, Diogo Figueiredo. **Direito regulatório**. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

⁶⁰ MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. **Agências reguladoras independentes: fundamentos e seu regime jurídico**. 1. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2009.

compreendendo a natureza da atividade exercida e as particularidades intrínsecas à operação em campos maduros e marginais, preveja estímulos que possibilitem que esses *players* acompanhem o mercado.

Nesta seara, a regulação econômica, embora reconhecidamente necessária para a correção de falhas de mercado e a promoção do interesse público, deve ser criteriosamente equilibrada com o respeito à liberdade econômica. Esta noção adquiriu contornos mais precisos e robustos com a promulgação da Lei de Liberdade Econômica (Lei 13.874/2019), marco legislativo que enfatiza a primazia da autonomia privada e estabelece parâmetros objetivos para a intervenção estatal na economia⁶¹.

Fundamentada nos princípios constitucionais do valor social da livre iniciativa e da garantia do livre exercício das atividades econômicas, esta lei fornece diretrizes cruciais para a interpretação e aplicação das normas de ordenação pública sobre atividades econômicas privadas.

Assim, o Estado desempenha um papel fundamental ao garantir a liberdade dos agentes econômicos no mercado, estabelecendo um ambiente propício para o desenvolvimento da iniciativa privada. Esta função se manifesta através da criação e manutenção de um arcabouço jurídico que protege a propriedade privada, garante o cumprimento de contratos e promove a livre concorrência.

Ao assegurar estas condições básicas, o Estado permite que empresas e indivíduos possam empreender, inovar e buscar oportunidades de negócio com segurança jurídica, fomentando assim o crescimento econômico através da dinâmica própria do mercado.

Esta abordagem está alinhada com a lógica constitucional de que a margem de autonomia para a regulação estatal encontra limites na efetiva promoção da eficiência econômica. A jurisprudência do STF corrobora esta visão, enfatizando a importância de evitar "restrições injustificáveis às liberdades fundamentais de iniciativa e de exercício profissional"⁶²

⁶¹ BRASIL. **Lei nº 13.874, de 26 de setembro de 2019.** Dispõe sobre a liberdade econômica e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/l13874.htm

⁶² [...] 18. A Constituição impõe ao regulador, mesmo na tarefa de ordenação das cidades, a opção pela medida que não exerça restrições injustificáveis às liberdades fundamentais de iniciativa e de exercício profissional (art.

Simultaneamente, o Estado assume uma função reguladora e corretiva, intervindo quando necessário para mitigar falhas de mercado e promover equilíbrio econômico e social. Esta atuação se faz necessária em situações em que o livre mercado, por si só, não consegue alocar recursos de maneira eficiente ou gera externalidades negativas que afetam a sociedade como um todo.

Através de políticas públicas, regulamentações setoriais, investimentos em infraestrutura e programas sociais, o Estado busca corrigir distorções, reduzir desigualdades e garantir o acesso a bens e serviços essenciais, assegurando que o desenvolvimento econômico seja acompanhado de justiça social e sustentabilidade.

De acordo com esse raciocínio, é ao Estado, imbuído de múnus público, a quem cabe a responsabilidade de desenvolver políticas públicas direcionadas à promoção dos princípios da Constituição Econômica, incluindo a própria livre iniciativa e a livre concorrência. Desvirtuar a busca do lucro como intenção primeira de empresas privadas consiste em restrição desmedida à liberdade econômica (Barroso, 2001)⁶³.

Independentemente da modalidade intervintiva adotada pelo Estado, é importante assinalar, com base no princípio constitucional da livre iniciativa, que a intervenção econômica só pode e deve ocorrer para proporcionar a correção de distorções do mercado. Isto consiste, concomitantemente, no fundamento e no limite para a legitimidade da intervenção estatal na economia (Barroso, 2001).

A ideia do *dever de intervenção* atribuído ao Estado também é de extrema relevância quanto estamos diante de campos maduros e de economicidade marginal, onde a atuação das empresas independentes é marcada por diversas particularidades operacionais que, reitera-se,

1.º, IV, e 170; art. 5.º, XIII, CRFB), sendo inequívoco que a necessidade de aperfeiçoar o uso das vias públicas não autoriza a criação de um oligopólio prejudicial a consumidores e potenciais prestadores de serviço no setor, notadamente quando há alternativas conhecidas para o atingimento da mesma finalidade e à vista de evidências empíricas sobre os benefícios gerados à fluidez do trânsito por aplicativos de transporte, tornando patente que a norma proibitiva nega ‘ao cidadão o direito à mobilidade urbana eficiente’, em contrariedade ao mandamento contido no art. 144, § 10, I, da Constituição, incluído pela Emenda Constitucional n.º 82/2014” (ADPF 449/DF, Pleno, rel. Min. Luiz Fux, j. 08.05.2019, DJe 30.08.2019).

⁶³ BARROSO, Luís Roberto. A ordem econômica constitucional e os limites à atuação estatal no controle de preços. **Revista de Direito Administrativo**, n. 226, p. 184-212, out. 2001.

os tornam naturalmente mais dispendiosos e menos rentáveis em comparação, por exemplo, com os campos do pré-sal.

Sendo certo que a regulamentação se presta a um duplo papel: (i) primeiro, representa o aspecto formal e normativo, estabelecendo regras, procedimentos e parâmetros técnicos que devem ser observados por todos os agentes do setor de maneira uniforme; (ii) por outro lado, a regulação apresenta-se como um instrumento mais dinâmico e finalístico, que busca não apenas ordenar, mas efetivamente induzir comportamentos e resultados específicos no mercado.

Esta abordagem regulatória mais ampla e flexível permite que o Estado atue de forma mais efetiva na promoção de um ambiente competitivo saudável, onde a exploração de diferentes tipos de reservatórios possa ocorrer de forma economicamente viável, contribuindo para a maximização do aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais e para a sustentabilidade do setor a longo prazo.

Nota-se, portanto, que a regulamentação se restringe à instituição de normas, ao passo que a regulação se refere à atuação do Estado, em todas as esferas governamentais, com o fito de organizar determinado setor da economia, bem como controlar todas as entidades que nele atuam (Di Pietro, 2010)⁶⁴.

Dentro do escopo deste trabalho, a justificativa para tal atuação reside na importância estratégica das empresas independentes para o setor. Sua atuação é crucial para a maximização da recuperação de reservas, manutenção da atividade econômica em regiões produtoras, fomento à inovação tecnológica e diversificação do mercado, mitigando a dependência de grandes operadoras. Sendo certo que, ao promover condições favoráveis para as empresas independentes atuantes em campos maduros e marginais, o Estado não apenas estimula a competitividade, mas também contribui para a sustentabilidade do setor a longo prazo.

Esta abordagem regulatória reconhece que o óleo proveniente desses campos não compete em igualdade de condições com aquele extraído de áreas mais prolíficas. Portanto, a intervenção por indução atua como um instrumento de justiça econômica, buscando equilibrar as forças de mercado e permitir que a exploração de diferentes tipos de reservatórios possa ocorrer de forma

⁶⁴ DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo**. 23. ed. São Paulo, Atlas, 2010.

mais equitativa, contribuindo assim para a maximização do aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais e para a sustentabilidade do setor a longo prazo.

Em conclusão, a evolução do papel fomentador do Estado na intervenção do domínio econômico reflete uma sofisticação na abordagem regulatória, buscando um equilíbrio entre a promoção de objetivos públicos e o respeito à autonomia dos agentes privados.

Mais ainda, alinha-se também ao princípio constitucional da igualdade material, que preconiza o tratamento dos iguais na medida de sua igualdade e dos desiguais na medida de sua desigualdade, encontra expressão concreta nas políticas regulatórias que reconhecem as especificidades intrínsecas desses ativos.

3.2. Lei do Petróleo e o Papel da ANP

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, representou um marco significativo na história da indústria petrolífera brasileira. Esta legislação não apenas estabeleceu um novo paradigma para o setor, como também criou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), instituição fundamental para a regulação e fiscalização das atividades relacionadas à exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil (Brasil, 1997).

Tal medida possui respaldo constitucional no Art. 177, §2º, III da CRFB/88, ao dispor a previsão de existência de um órgão regulador do monopólio federal sobre as atividades relacionadas ao petróleo (Brasil, 1988).

A criação da ANP pela Lei do Petróleo foi uma resposta à necessidade de um órgão regulador especializado, capaz de lidar com as complexidades técnicas e econômicas do setor petrolífero. Como órgão federal vinculado ao Ministério de Minas e Energia, a ANP foi concebida para atuar com independência e autonomia, garantindo a implementação eficaz das políticas nacionais para o setor energético, com ênfase nos hidrocarbonetos (Brasil, 1997).

O papel da ANP, conforme definido pela Lei do Petróleo, é multifacetado e abrangente. Primeiramente, cabe à agência promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Isso inclui desde a exploração e produção até o refino, importação, exportação e distribuição desses recursos energéticos (Brasil, 19997).

Além disso, a Agência tem a responsabilidade de implementar a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, com ênfase na garantia do suprimento de combustíveis em todo o território nacional. Para isso, a agência trabalha na promoção de estudos visando à delimitação de blocos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, bem como na elaboração dos editais e na promoção das licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção (Brasil, 19997).

Um aspecto crucial de seu papel é o fomento à livre concorrência e ao desenvolvimento do mercado. A agência atua na autorização das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos. Essa atuação visa garantir um ambiente de negócios saudável e competitivo, essencial para o desenvolvimento sustentável do setor (Brasil, 19997).

A ANP também desempenha um papel fundamental na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Para isso, estabelece padrões de qualidade dos combustíveis e realiza fiscalizações periódicas para assegurar o cumprimento das normas estabelecidas. Ademais, a agência é responsável por fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente (Brasil, 19997).

A ANP, assim como as demais agências reguladoras da Administração Pública brasileira, constitui-se como uma autarquia especial, estabelecida com o propósito de regular um setor específico da economia. Embora a Lei do Petróleo, em sua regulamentação sobre a criação da ANP, não estabeleça de forma explícita e abrangente o fomento à indústria de óleo e gás como uma de suas funções principais - focando primordialmente na fiscalização e regulação - é possível identificar ao longo do texto legal diversos dispositivos que evidenciam seu papel incentivador (Brasil, 1988; Brasil, 1997).

A Lei nº 9.478/97 conferiu à ANP, entre outras funções, as responsabilidades de regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas que compõem a indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (art. 8º, caput); elaborar editais e promover licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos decorrentes e supervisionando a execução dos mesmos (art. 8º, IV); além de fiscalizar diretamente, de forma concorrente ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, tendo ainda a atribuição de aplicar sanções administrativas e pecuniárias previstas em leis, regulamentos ou contratos (art. 8º, VII) (Brasil, 1997).

As atribuições da ANP abrangem uma vasta gama de atividades e produtos. No que tange à produção de petróleo, a agência é responsável pela regulação de todas as etapas, desde o poço até o posto de combustíveis. Relativamente ao gás natural, a ANP regula todas as atividades que precedem a distribuição ao consumidor final, atribuição esta que, conforme disposto na Constituição, é de competência dos estados federativos (CRFB, art. 25, § 2º⁶⁵) (Brasil, 1988).

Um exemplo significativo encontra-se no Art. 47, §1º, que confere à ANP a autoridade para regulamentar a redução da alíquota de royalties como mecanismo de incentivo ao setor. Além disso, o art. 8º, em seu rol de competências atribuídas à Agência, apresenta referências específicas à atividade fomentadora. O inciso X deste artigo, por exemplo, destaca o estímulo à pesquisa e à adoção de novas tecnologias nas diversas etapas da cadeia produtiva, incluindo exploração, produção, transporte e refino (Brasil, 1997).

Desta forma, pode-se afirmar que a ANP possui um caráter fomentador intrínseco, mesmo que este não esteja expressamente previsto no caput do Art. 8º, onde o legislador optou por enfatizar apenas as funções de regulação, contratação e fiscalização das atividades pertinentes à indústria de óleo e gás. É importante ressaltar que a atividade fomentadora delegada à ANP pelo Art. 47, §1º, materializa-se através da regulamentação de benefícios já previstos na própria Lei, demonstrando uma abordagem integrada entre o marco legal e a atuação regulatória da Agência (Brasil, 1997).

⁶⁵ Art. 25, § 2º - Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

Esta estrutura normativa reflete uma compreensão moderna do papel das agências reguladoras, que vai além da mera fiscalização, abrangendo também o fomento ao desenvolvimento setorial. No caso específico da ANP, este papel fomentador se revela essencial para o estímulo à inovação e ao desenvolvimento tecnológico no setor de petróleo e gás, contribuindo para a evolução e competitividade da indústria nacional.

3.3. As Agências reguladoras e a Lei 13.848/19

Antes de traçar a narrativa histórica do surgimento e aprimoramento das agências reguladoras no país, é de fundamental importância compreender melhor seu conceito.

No contexto do direito brasileiro, Di Pietro (2010) identifica dois tipos de agências reguladoras, cada uma com características e funções distintas. Esta classificação é fundamental para compreender o papel específico da ANP no cenário regulatório nacional.

O primeiro tipo engloba as agências que exercem, com base em lei, típico poder de polícia. Estas entidades têm como função primordial impor limitações administrativas, fiscalizar e reprimir atividades em seus respectivos setores. Como exemplos deste tipo, podemos citar a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa), criada pela Lei nº 9.782/99⁶⁶, a Agência Nacional de Saúde Pública Suplementar (ANS), estabelecida pela Lei nº 9.961/00⁶⁷, e a Agência Nacional de Águas, instituída pela Lei nº 9.984/00⁶⁸.

O segundo tipo de agências reguladoras, no qual se enquadra a ANP, representa uma inovação mais significativa no ordenamento jurídico brasileiro. Sobre este tipo, Di Pietro observa:

As segundas é que constituem novidade maior no direito brasileiro, pelo papel que vêm desempenhando, ao assumirem os poderes que, na concessão, permissão e na

⁶⁶ BRASIL. **Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999.** Dispõe sobre a vigilância sanitária e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9782.htm.

⁶⁷ BRASIL. **LEI nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9961.htm.

⁶⁸ BRASIL. **LEI nº 9.984, de 17 de julho de 2000.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9984.htm.

autorização, eram antes desempenhados pela própria Administração Pública Direta, na qualidade de poder concedente. E esse papel vem sendo assumido quando o objeto da concessão é um serviço público, como nas hipóteses elencadas no art. 21, XI e XII, da Constituição, e quando o objeto da concessão é a exploração de atividade econômica monopolizada, como nas hipóteses do art. 177 (Di Pietro, 2010, p.74).

Este segundo tipo de agência reguladora, do qual a ANP é um exemplo proeminente, tem a responsabilidade de regular e controlar atividades que são objeto de concessão, permissão ou autorização de serviço público, ou de concessão para exploração de bem público. No caso específico da ANP, sua atuação está intrinsecamente ligada à exploração e produção de petróleo e gás natural, atividades que, conforme o art. 177 da Constituição Federal, constituem monopólio da União (Brasil, 1988).

Compreendido sua conceituação e as distinções entre os tipos de agências reguladoras, cabe uma síntese da evolução destes órgãos.

As agências reguladoras foram criadas no Brasil na segunda metade da década de 1990. Elas resultaram das transformações no papel do Estado brasileiro, que passou a focar mais em sua função reguladora, interferindo de forma indireta na economia, em vez de atuar diretamente como Estado produtor.

Este movimento vinha acontecendo a nível mundial, ao qual o Brasil se somou de forma relativamente tardia. O termo “reforma regulatória” é amplamente utilizada para denominar o movimento de reformas empreendidas nos serviços públicos de diversos países a partir do final da década de 1970.

Este processo teve início em 1978 nos Estados Unidos, quando o *Public Utilities Regulatory Policy Act* permitiu a abertura do setor elétrico para a participação de geradores privados independentes (Jordana; Levi-Faur, 2007)⁶⁹. Nos países onde os serviços públicos ainda eram prestados diretamente pelo Estado, as reformas deveriam contemplar a privatização das *Utilities*, a remoção de barreiras legais à entrada de novos atores onde fosse possível a

⁶⁹ JORDANA, Jacint; LEVI-FLAUR, David. The diffusion of regulatory capitalism in Latin America: sectoral and national channels in the making of new order. **The Annals of the American Academy of Political and Social Science**, v. 598, n. 1, p. 102-124, mar. 2007.

competição, e a criação de estruturas regulatórias especializadas e independentes (Trillas, 2010⁷⁰; Dudley; Wegrich, 2015⁷¹).

A transferência da prestação dos serviços para a iniciativa privada teria três principais motivações: lidar com a incapacidade do Estado para efetuar os investimentos necessários à modernização tecnológica e ao atendimento da demanda reprimida (Trillas, 2010); superar a ineficiência do Estado, especialmente devido ao seu crescimento excessivo (Yesilkagit; Christensen, 2010)⁷²; e, especialmente nos países em desenvolvimento, contribuir para o equilíbrio das contas públicas (Bresser-Pereira, 2001⁷³; Levi-Faur, 2003⁷⁴; Jordana; Levi-Faur, 2007).

Diante desse contexto, Smith (1997)⁷⁵ destaca três atribuições dos órgãos reguladores independentes: proteger os usuários contra abusos de empresas com poder de mercado; proteger as empresas contra ações arbitrárias dos governos; e fomentar a eficiência econômica. Majone (1998)⁷⁶ traz argumentos adicionais, aplicáveis aos setores de infraestrutura: evitar descontinuidades, que poderiam elevar a insegurança jurídica para os prestadores dos serviços; e retirar da classe política o ônus acarretado pela adoção de medidas desagradáveis (como cumprir cláusulas contratuais de reajustes tarifários).

⁷⁰ TRILLAS, Francesc. Independent regulators: theory, evidence and reform proposals. **IESE Business School**, v. 15, n. 3, p. 39-53, 2010.

⁷¹ DUDLEY, Susan; WEGRICH, Kai. The role of transparency in regulatory governance: comparing US and EU regulatory systems. **Journal of Risk Research**, v. 19, n. 9, p. 1141-1157, 2015.

⁷² YESILKAGIT, Kutsal; CHRISTENSEN, Jørgen. Institutional design and formal autonomy: political versus historical and cultural explanations. **Journal of Public Administration and Research Theory**, v. 20, n. 1, p. 53-74, 2010.

⁷³ BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Incompetência e confidence building por trás de 20 anos de estagnação na América Latina. **Revista de Economia Política**. São Paulo, v. 21, n. 1, p. 141-166, jan.-mar. 2001.

⁷⁴ LEVI-FLAUR, David. The politics of liberalisation: privatisation and regulation-for competition in Europe's and Latin America's telecoms and electricity industries. **European Journal of Political Research**, v. 42, n. 5, p. 705-740, 2003.

⁷⁵ SMITH, Warrick. **Utility regulator: the independency debate**. Public policy for private sector. 1997. Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/zh/357901468780004812/pdf/17315-Replacement-file-127SMITH.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2024.

⁷⁶ MAJONE, Giandomenico. The regulatory State and its legitimacy problems. **West European Politics**, v. 22, n. 1, p. 1-24, dez. 2007.

No âmbito nacional, este período de transformação caracterizou-se pela desestatização de diversos serviços públicos, com destaque para os setores do telecomunicações e energia elétrica e da flexibilização do monopólio estatal sobre o petróleo. A reestruturação estatal não apenas possibilitou a participação privada na oferta de serviços públicos, mas também promoveu a distinção entre as funções regulatórias e as atividades econômicas remanescentes. O Estado reorientou suas prioridades para a proteção do interesse público, a promoção do equilíbrio entre consumidores e prestadores de serviços, e o exercício da autoridade governamental através de mecanismos transparentes e participativos.

Nesse cenário, surgem as agências reguladoras, criadas por leis específicas e estabelecidas como autarquias especiais com maior autonomia administrativa, financeira e patrimonial em comparação com outras autarquias. Seus dirigentes são indicados pelo Presidente da República, nomeados após aprovação pelo Senado Federal, para mandatos fixos e não coincidentes, geralmente de quatro anos, permitindo recondução, mas proibindo a demissão sem justa causa.

As agências reguladoras foram concebidas para atuar de maneira equilibrada, mantendo-se distantes dos interesses dos usuários, dos prestadores de serviços concedidos e do próprio Poder Executivo, evitando pressões conjunturais. Isso é especialmente relevante em setores onde empresas estatais e privadas coexistem na prestação de serviços públicos, como nos setores de energia elétrica, petróleo e gás.

Este novo arranjo institucional surgiu como resposta à necessidade de regulamentação técnica e independente em setores econômicos específicos, especialmente após o processo de privatizações. As agências foram estruturadas para proporcionar uma regulação especializada, baseada em critérios técnicos e protegida de ingerências políticas diretas.

As legislações que instituíram as agências reguladoras dotaram-nas de prerrogativas específicas, visando à ampliação de sua autonomia e ao mesmo tempo respeitando os preceitos constitucionais aplicáveis. Tal estrutura normativa foi concebida para possibilitar que essas entidades possam cumprir de maneira plena e eficaz os objetivos que lhes foram atribuídos, garantindo assim um funcionamento que promova a regulação adequada e a supervisão eficiente do setor energético no país.

Em maio de 1996, no contexto dos debates que antecederam a promulgação da Lei 9.478, um seminário de grande relevância foi promovido pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) em colaboração com a Fundação Getúlio Vargas (FGV). Nesse evento, João Geraldo Piquet Carneiro destacou a autonomia decisória das agências reguladoras como um elemento central do novo modelo que se vislumbrava para o setor. As agências reguladoras emergem, assim, como instrumentos essenciais para a implementação de uma política de Estado, cuja eficácia se fundamenta na autonomia consagrada por suas respectivas leis instituidoras⁷⁷.

Essa autonomia, conforme salientado por Carneiro (1996, p. 231), é crucial para protegê-las de “critérios políticos circunstanciais”, que poderiam comprometer a estabilidade e o equilíbrio do setor regulado. Desse modo, a discussão acerca da autonomia das agências não apenas reflete uma preocupação com a integridade do sistema regulatório, mas também aponta para a necessidade de um arcabouço institucional robusto, capaz de garantir a continuidade e a eficácia das políticas públicas no âmbito da regulação.⁷⁸

Para resguardar-se contra a influência indevida, a Agência é administrada por uma diretoria colegiada, a qual se compõe de quatro diretores e um diretor-geral, todos com mandatos fixos de quatro anos, que não coincidem entre si, conforme estipulado pela Lei nº 9.478/97, art. 11, §3º (Brasil, 1997).

Tal disposição legal assegura que um novo ocupante da Presidência da República não possa, de imediato, redirecionar os fundamentos da regulação no setor de óleo e gás. Durante o primeiro ano de seu mandato, o novo presidente deverá conduzir o governo em diálogo com uma diretoria colegiada composta exclusivamente por membros indicados pelo seu antecessor (Brasil, 1997).

Quando, finalmente, o novo presidente conseguir estabelecer uma maioria na referida diretoria, seu mandato estará iminente ao término, levando-o a agir com cautela ao tentar

⁷⁷ CARNEIRO, João Geraldo Piquet. **O novo modelo de órgão regulador.** In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

⁷⁸ CARNEIRO, João Geraldo Piquet. **O novo modelo de órgão regulador.** In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

enfraquecer a autarquia, uma vez que tal ação poderia beneficiar um eventual opositor que venha a sucedê-lo na presidência⁷⁹ (Carneiro, 1996).

A concepção destas entidades reguladoras visava garantir uma atuação equilibrada, mantendo-as equidistantes dos interesses dos usuários, das empresas prestadoras de serviços concessionados e do próprio governo, resguardando-as de pressões circunstanciais. Tal equilíbrio revela-se particularmente crucial em setores onde coexistem empresas estatais e privadas na prestação de serviços públicos, como nos campos de energia elétrica e do petróleo e gás.

A primeira lei genérica sobre as agências reguladoras federais foi a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, que dispunha sobre a gestão de recursos humanos nas agências reguladoras⁸⁰. No entanto, foi somente com a promulgação da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, que se estabeleceu um marco regulatório abrangente para as agências reguladoras federais.

A Lei nº 13.848/2019 trouxe importantes inovações para o regime jurídico das agências reguladoras. Entre elas, destaca-se a definição mais precisa da natureza especial dessas entidades, reforçando sua autonomia funcional, decisória, administrativa e financeira.⁸¹

Ainda acerca desta evolução, Marçal Justen Filho⁸² destaca que:

As agências reguladoras foram instituídas no âmbito da União por meio de leis específicas, produzidas ao longo do tempo. Como decorrência, cada agência reguladora subordinava-se a regras específicas e não uniformes. A Lei 9.986/2000 tinha veiculado as regras sobre recursos humanos das agências reguladoras, dispondo sobre o relacionamento entre a entidade e as diversas categorias de agentes que nela atuam.

⁷⁹ O fortalecimento da autonomia da agência reguladora pela instituição de uma diretoria colegiada com diretores exercendo mandato por tempo fixo não foi uma construção brasileira. A experiência internacional já recomendava essa organização. O modelo adotado pela ANP, inclusive, é idêntico àquele da Federal Energy Regulatory Commission: colegiado de cinco membros, com mandatos de quatro anos, indicados pelo Presidente da República e aprovados pelo Senado (Carneiro, 1996. p. 231).

⁸⁰ BRASIL. Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000. Dispõe sobre a gestão de recursos hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 jul. 2000. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9986.htm. Acesso em 12 set. 2024.

⁸¹ Art. 3º A natureza especial conferida à agência reguladora é caracterizada pela ausência de tutela ou de subordinação hierárquica, pela autonomia funcional, decisória, administrativa e financeira e pela investidura a termo de seus dirigentes e estabilidade durante os mandatos, bem como pelas demais disposições constantes desta Lei ou de leis específicas voltadas à sua implementação.

⁸² JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de direito administrativo**. 14. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2023.

A Lei 13.848/2019 adotou regras gerais e uniformes, destinadas a padronizar o regime jurídico das agências. Essa Lei introduziu alterações relevantes na Lei 9.986/2000 e nas Leis específicas que disciplinam as principais agências reguladoras existentes no âmbito federal. As diversas órbitas federativas dispõem de autonomia para instituir agências reguladoras, que passarão a integrar as respectivas Administrações indiretas (Justen Filho, 2023, p. 961).

As características jurídicas da agência reguladora se encontram sintetizadas no art. 3.º da Lei 13.848/2019 (Lei das Agências Reguladoras):

A natureza especial conferida à agência reguladora é caracterizada pela ausência de tutela ou de subordinação hierárquica, pela autonomia funcional, decisória, administrativa e financeira e pela investidura a termo de seus dirigentes e estabilidade durante os mandatos, bem como pelas demais disposições constantes desta Lei ou de leis específicas voltadas à sua implementação (Brasil, 2019)⁸³.

Um dos aspectos mais inovadores e positivos da Lei nº 13.848/2019 é a ênfase dada à participação social nos processos decisórios das agências reguladoras. A exemplo, a lei estabelece a obrigatoriedade da Análise de Impacto Regulatório (AIR) e de consultas públicas para a adoção e alteração de atos normativos de interesse geral, temas que serão abordados em detalhes em capítulos específicos deste trabalho (Brasil, 2019).

A lei também prevê a possibilidade de realização de audiências públicas. O artigo 10 estabelece que a agência reguladora poderá convocar audiência pública para formação de juízo e tomada de decisão sobre matéria considerada relevante. Embora não seja obrigatória como a consulta pública para adoção de atos normativos, a audiência pública é outro importante mecanismo de participação social que pode ser utilizado pelas agências reguladoras (Brasil, 2019).

Estes instrumentos de participação pública representam um avanço significativo na busca por uma regulação mais democrática e eficiente. Com a publicação da Lei 13.848/19, há a pretensão de tornar as agências reguladoras entes permeáveis à participação externa, consagrando ferramentas próprias para este fim, como consultas e audiências públicas, além de maior transparência e publicidade de seus atos (Brasil, 2019).

⁸³ BRASIL. **Lei 13.848, de 25 de junho de 2019.** Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, [...]. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2019. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/l13848.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

Tais práticas são essenciais para garantir que as decisões regulatórias sejam tomadas de forma transparente e considerando os interesses dos regulados. Elas permitem que cidadãos, empresas e organizações da sociedade civil tenham voz ativa no processo regulatório, contribuindo para regulações mais eficazes e socialmente aceitas (Brasil, 2019).

No contexto da indústria do petróleo brasileira, esses métodos de participação pública, se adequadamente utilizados, podem ser valiosos para a evolução regulatória e a acomodação do novo mercado das empresas independentes. Possibilitam que essas empresas expressem suas preocupações e necessidades, contribuindo para a criação de um ambiente regulatório que fomente a inovação e a competitividade (Brasil, 2019).

Além disso, o envolvimento público pode ajudar a identificar e abordar potenciais problemas ou conflitos antes que se tornem críticos, contribuindo para uma regulação mais eficaz e adaptada às realidades do setor. Isso é particularmente importante em um setor tão dinâmico e estratégico como o do petróleo (Brasil, 2019).

A Lei 13.848/2019 também estabelece diretrizes para a interação entre as agências reguladoras e os órgãos de defesa da concorrência, bem como para a articulação com órgãos de defesa do consumidor e do meio ambiente. Essas disposições visam garantir uma abordagem holística e integrada da regulação, considerando os diversos aspectos e impactos das atividades reguladas (Brasil, 2019).

A lei aborda ainda a questão da prestação de contas das agências reguladoras, estabelecendo mecanismos de controle e avaliação de desempenho. Isso inclui a elaboração de relatórios anuais e a realização de avaliações periódicas de impacto regulatório, contribuindo para uma gestão mais eficiente e transparente (Brasil, 2019).

Em suma, o novo marco legal das agências reguladoras, estabelecido pela Lei 13.848/2019, representa uma evolução importante no direito administrativo brasileiro. Ao reforçar a autonomia das agências e, ao mesmo tempo, estabelecer mecanismos obrigatórios de participação social e controle, a lei busca um equilíbrio entre a independência técnica necessária para uma regulação eficiente e a responsabilidade perante a sociedade e os poderes constituídos.

Esta nova configuração legal das agências reguladoras têm o potencial de promover uma regulação mais eficaz, transparente e alinhada com as necessidades da sociedade e dos setores regulados. No contexto específico da indústria do petróleo, isso pode se traduzir em um ambiente regulatório mais propício ao desenvolvimento de empresas independentes, fomentando a inovação e a competitividade no setor.

3.4. O papel do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por sua vez, é um órgão de assessoramento da Presidência da República para a formulação de políticas e diretrizes energéticas, cuja criação e funcionamento são regidos por um conjunto de leis e decretos que estabelecem sua estrutura, atribuições e objetivos no contexto da política energética brasileira.⁸⁴

A Lei nº 9.478 de 1997 estabelece em seu art. 1º os princípios e objetivos da Política Energética Nacional. Estes incluem, dentre outros, a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento sustentável, a proteção dos interesses do consumidor, a proteção do meio ambiente, e o incremento do uso de fontes alternativas de energia. O art. 2º da mesma lei define as atribuições iniciais do CNPE, que foram posteriormente expandidas por legislações subsequentes (Brasil, 2019).

A estrutura e o funcionamento do CNPE são detalhados no Decreto nº 3.520 de 21 de junho de 2000, que regulamenta a composição do Conselho e estabelece suas competências específicas. Este decreto foi atualizado pelo Decreto nº 9.888 de 27 de junho de 2019, que refinou a composição do CNPE para refletir as mudanças na estrutura governamental e incorporar novos desafios do setor energético⁸⁵.

⁸⁴ **Decreto nº 3.520 de 2000.** Art. 1º. Art. 1º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia

⁸⁵ BRASIL. **Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019.** Altera o Decreto nº 6.572, de 17 de setembro de 2008, que regulamenta a Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003, que dispõe sobre a organização da Presidência da República e dos Ministérios. Diário Oficial da União, Brasília, 28 jun. 2019. Seção 1, p. 4.

As atribuições do CNPE foram ampliadas pela Lei nº 10.848 de 2004, que introduziu o artigo 21-B, conferindo ao Conselho a responsabilidade de estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais. Além disso, a Lei nº 12.351 de 2010, que trata das políticas de exploração do pré-sal, atribuiu ao CNPE, em seus artigos 9º e 12º, competências específicas relacionadas à gestão dos contratos de partilha de produção e à definição de áreas estratégicas⁸⁶.

O conjunto destas legislações configura o CNPE como um órgão central na formulação e implementação da política energética brasileira. Suas atribuições abrangem desde a promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do país até a definição de blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção. O Conselho também é responsável por estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, dos biocombustíveis e de fontes alternativas de energia.

Ainda sobre as atribuições do CNPE, Santos Neto (2018) aponta que:

Com o advento da Lei Ordinária Federal nº 12.351/2010, parte das atividades regulatórias da ANP foram transferidas para o CNPE (propor o ritmo de contratação de blocos e a política de comercialização do petróleo e do gás natural destinado à União) e o Ministério de Minas e Energia (que ajudará o CNPE e a ANP na elaboração da minuta dos editais e dos contratos de partilha de produção e aprovará a sua versão

⁸⁶ Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

- I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;
- II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;
- III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;
- IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;
- V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;
- VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e
- VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional
- VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.
- VIII - a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º
- IX - a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º.

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Parágrafo único. Os parâmetros da contratação prevista no caput serão propostos pelo CNPE, nos termos do inciso IV do art. 9º e do inciso III do art. 10, no que couber.

final, propondo parâmetros técnicos e econômicos, como os critérios de cálculo do petróleo e gás natural destinados à União e seu percentual mínimo), no que diz respeito aos contratos de partilha e de produção (Santos Netos, 2018, p. 77).

E continua:

O CNPE, a partir de sua instituição no final de 2000, passa a elaborar políticas que propiciem incremento significativo nos setores energéticos brasileiros, para que, de forma reflexa, possa se dar a promoção do desenvolvimento nacional com a consequente diminuição das diferenças regionais e sociais. O instrumento administrativo por meio do qual essa política pode ser expressa são as Resoluções emitidas pelo CNPE (Santos Netos, 2018, p. 108).

A composição diversificada do Conselho, que inclui ministros de Estado de áreas estratégicas e especialistas do setor energético, permite uma abordagem multidisciplinar na tomada de decisões. Esta estrutura reflete a complexidade do setor energético e a necessidade de integrar diferentes perspectivas na formulação de políticas públicas.

Em suma, o arcabouço legal e regulatório do CNPE estabelece um órgão com amplas responsabilidades e poderes decisórios no setor energético brasileiro. Sua atuação é fundamental para garantir a segurança energética, promover o desenvolvimento sustentável e aumentar a competitividade do país no cenário energético global. As sucessivas atualizações na legislação demonstram a adaptabilidade do Conselho às mudanças no cenário energético nacional e internacional, reafirmando seu papel central na definição dos rumos da política energética brasileira.

No que tange à indústria de óleo e gás, o Conselho exerce uma influência significativa ao estabelecer diretrizes para a exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. É responsável por definir os blocos a serem ofertados nas rodadas de licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de concessão. Essas decisões visam otimizar o aproveitamento dos recursos petrolíferos nacionais, estimulando a participação de uma variedade de atores na indústria, desde grandes empresas internacionais até operadores independentes de menor porte.

Além disso, o CNPE desempenha um papel crucial na promoção de políticas que incentivem a inovação tecnológica e a eficiência operacional no setor. Através de suas resoluções, o Conselho pode estabelecer diretrizes para o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e produção, como métodos avançados de recuperação de petróleo e técnicas de

exploração em águas ultraprofundas. Estas iniciativas visam não apenas maximizar a produção dos campos existentes, mas também viabilizar a exploração de novas fronteiras petrolíferas, contribuindo para a sustentabilidade da indústria a longo prazo.

O Conselho também tem a prerrogativa de propor medidas para estimular a competitividade no setor, como a simplificação de processos regulatórios e a criação de incentivos para a entrada de novos players no mercado. Isso pode incluir a formulação de políticas específicas para atrair empresas de diferentes portes, fomentando um ecossistema mais dinâmico e inovador na indústria de óleo e gás brasileira.

Desta forma, este Conselho se configura como um ator central na definição dos rumos da política energética brasileira, equilibrando as necessidades de crescimento econômico com os desafios da sustentabilidade e da segurança energética.

3.5. Conformidade dos campos maduros e marginais com as diretrizes de política energética nacional

A política energética nacional brasileira, estabelecida através de diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), visa promover o desenvolvimento sustentável e eficiente do setor petrolífero. Neste contexto, a exploração de campos maduros e marginais emerge como um elemento crucial, alinhando-se de forma significativa com os objetivos estratégicos delineados para o setor energético do país.

Um dos principais pilares da política energética nacional é a maximização do aproveitamento dos recursos petrolíferos disponíveis no território brasileiro. Os campos maduros e marginais, muitas vezes considerados economicamente inviáveis pelas grandes operadoras, representam uma oportunidade única para estender a vida útil dos ativos petrolíferos e aumentar a recuperação de hidrocarbonetos. Tal abordagem se alinha com a diretriz de otimização do uso dos recursos energéticos nacionais.

Do ponto de vista econômico, o desenvolvimento desses campos está alinhado com a diretriz de promoção da livre concorrência e atração de investimentos para o setor energético.⁸⁷ A operação de campos maduros e marginais frequentemente é realizada por empresas independentes de menor porte, fomentando a diversificação do mercado e estimulando a competitividade no setor petrolífero nacional.

O aspecto social também é contemplado neste alinhamento. A manutenção e revitalização de campos maduros e marginais contribuem significativamente para o desenvolvimento econômico regional, gerando empregos e movimentando economias locais. Isso está em conformidade com as diretrizes da política energética que visam promover o desenvolvimento econômico e social de forma equilibrada em diferentes regiões do país.

A continuidade da produção em campos maduros e marginais oferece vantagens ambientais substanciais. Primeiramente, a infraestrutura já existente nesses campos minimiza a necessidade de novas construções e instalações, reduzindo assim o impacto sobre ecossistemas ainda intocados. Isso é particularmente relevante em um país como o Brasil, que possui áreas de grande biodiversidade e importância ecológica. Esta abordagem alinha-se diretamente com as diretrizes de sustentabilidade e responsabilidade ambiental presentes na política energética nacional.

Outro aspecto ambiental importante é a prevenção do abandono prematuro de poços. Quando campos são abandonados antes de seu potencial ser totalmente explorado, há riscos de vazamentos e contaminação a longo prazo. A continuidade das operações em campos maduros e marginais permite uma gestão mais responsável desses ativos, garantindo que sejam adequadamente mantidos e, eventualmente, descomissionados de forma segura e ambientalmente correta.

A política energética nacional também enfatiza a importância da transição energética e da diversificação da matriz energética brasileira. Nesse contexto, a exploração eficiente de campos maduros e marginais pode ser vista como uma estratégia de transição. Ao maximizar a recuperação de hidrocarbonetos de campos existentes, o país pode atender às suas necessidades

⁸⁷ Lei 9.478/97. Art. 1º, XV - promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis;.

energéticas atuais enquanto desenvolve fontes de energia alternativas, sem a necessidade de expandir drasticamente a fronteira exploratória.

Ademais, o conhecimento e a experiência adquiridos na otimização de campos maduros e marginais podem ser valiosos para o desenvolvimento de tecnologias mais limpas e eficientes. Isso pode incluir avanços em técnicas de captura e armazenamento de carbono, bem como melhorias na eficiência energética das operações de extração e processamento.

Por fim, é importante ressaltar que o foco nos campos maduros e marginais está em conformidade com a diretriz de utilização racional dos recursos energéticos do país. Ao extrair valor adicional de campos que já passaram por seu pico de produção, o setor petrolífero brasileiro demonstra um compromisso com a eficiência e a maximização dos recursos disponíveis, princípios fundamentais da política energética nacional.

Em suma, a exploração de campos maduros e marginais, quando realizada de forma eficiente e responsável, não apenas se alinha com as diretrizes ambientais da política energética nacional, mas também oferece uma abordagem mais sustentável para a indústria petrolífera. Esta estratégia permite um equilíbrio entre as necessidades energéticas atuais do país e os imperativos de proteção ambiental e desenvolvimento sustentável, demonstrando que é possível conciliar a produção de hidrocarbonetos com práticas ambientalmente responsáveis.

4. EVOLUÇÃO REGULATÓRIA: DESAFIOS E AVANÇOS PARA CAMPOS MADUROS E MARGINAIS NO SETOR PETROLÍFERO

4.1. Limitações da regulação: entraves à inovação e competitividade setorial

Inobstante a regulação do setor seja fundamental, especialmente por se tratar de uma indústria estratégica, e desempenhar um papel de extrema relevância na garantia de segurança, sustentabilidade e previsibilidade em diversos setores econômicos, ela frequentemente não acompanha o ritmo acelerado das transformações mercadológicas.

Na indústria do petróleo, em particular, essa defasagem é especialmente perceptível. À medida que o mercado global se reconfigura rapidamente, impulsionado por novas tecnologias e modelos de negócios emergentes, os marcos regulatórios permanecem lentos, rígidos e, em muitos casos, desatualizados. Esse descompasso cria barreiras significativas à adaptação das empresas, especialmente para aquelas de menor porte ou de perfil inovador, que enfrentam dificuldades para competir em um cenário de intensa competitividade.

A principal limitação da regulação reside em sua natureza burocrática e no ritmo lento de sua evolução. No setor petrolífero, onde o ciclo de inovações é dinâmico e exige respostas rápidas, os processos regulatórios são frequentemente morosos e excessivamente complexos. A aprovação da utilização de novas tecnologias, por exemplo, muitas vezes demanda prazos extensos, e a falta de flexibilidade na estrutura normativa impede a implementação de práticas inovadoras.

Esse contexto, caracterizado por entraves legais e regulatórios, desestimula o investimento em inovação e desencoraja a entrada de novas empresas no mercado, em especial as independentes, que poderiam promover soluções disruptivas para o setor.

Tal contexto favorece, mesmo que involuntariamente, a manutenção do *status quo*, beneficiando os grandes operadores já consolidados na indústria, que possuem recursos financeiros e operacionais suficientes para lidar com os procedimentos regulatórios demorados e complexos.

Em contrapartida, as empresas de menor porte enfrentam obstáculos desproporcionais, o que compromete a diversificação de operadores no setor e prejudica a competitividade em longo prazo. Assim, o ambiente regulatório se torna um fator que reforça a concentração de mercado nas mãos dos grandes players, dificultando a entrada de novos atores capazes de dinamizar o setor.

Dante desse cenário, é imperativo que o arcabouço regulatório evolua para se tornar mais flexível, dinâmico e alinhado às transformações do mercado global. O processo regulatório deve ser reformulado de modo a simplificar procedimentos, agilizar a aprovação de novas tecnologias e, principalmente, criar um ambiente propício à entrada de novos players no setor.

Um ponto crucial para esse avanço é o fortalecimento dos mecanismos de participação pública, que podem servir como instrumentos eficazes para assegurar que os diversos atores do mercado, especialmente as empresas independentes, tenham voz ativa no processo de formulação e revisão das normas.

Exemplos desses mecanismos incluem as consultas públicas e as Análises de Impacto Regulatório (AIRs) e outros instrumentos de participação social, que serão desdobrados em momento oportuno, e são ferramentas essenciais para promover um diálogo mais transparente, eficiente e inclusivo entre reguladores e agentes regulados. Esses mecanismos contribuem para a criação de um ambiente regulatório que incentiva a inovação, a competitividade e a diversificação de operadores na indústria petrolífera brasileira, cruciais para o avanço e continuidade sustentável do setor.

4.2. Evolução histórica dos avanços regulatórios para campos maduros e marginais

Considerando que os avanços regulatórios se constroem a partir de uma trajetória conjunta também por parte das partes envolvidas na regulação da atividade econômica, percebe-se que as políticas setoriais que são construídas perpassam a atuação não só do MME, ANP ou CNPE de forma exclusiva. Na verdade, as discussões no âmbito desses órgãos acontecem de maneira concomitante, especialmente considerando as limitações de competência dos órgãos.

Aqui, traçaremos um breve histórico dos avanços regulatórios até agora implementados que se debruçam sobre a temática dos campos maduros e/ou de economicidade marginal.

Dentre esses avanços, destaca-se, inicialmente, a Resolução CNPE nº 1, de 7 de fevereiro de 2013⁸⁸, em atenção e consonância à Constituição Federal, em seu artigo 170⁸⁹, e às

⁸⁸ BRASIL. Resolução CNPE nº 1, de 12 de agosto de 2013. Estabelece política e medidas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/36074/266733/Resolucao_CNPE_01_2013.pdf. Acesso em: 31 set. 2024.

⁸⁹ Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:

disposições do artigo 65 da Lei nº 12.351/2010⁹⁰, veio a estabelecer, uma política crucial para o desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro, com foco especial nas empresas de pequeno e médio porte, representando marco significativo na busca por uma maior diversificação dos atores no mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural no país.

Tal Resolução teve como objetivo aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Dentre tais disposições, destacam-se a determinação de que a ANP realize rodadas de licitações específicas para blocos localizados em bacias maduras e áreas inativas, com o objetivo de fomentar oportunidades para empresas de menor porte⁹¹. Além disso, a normativa exclui blocos com potencial para a exploração de recursos não convencionais e determina a exigência de metas ambientais, a ser comprovada por manifestação conjunta entre a ANP e os órgãos ambientais competentes. Não obstante, a resolução prevê a criação de uma comissão interministerial, liderada pelo Ministério de Minas e Energia, responsável por acompanhar e monitorar a política energética nacional⁹².

I - soberania nacional; II - propriedade privada; III - função social da propriedade; IV - livre concorrência; V - defesa do consumidor; VI - defesa do meio ambiente; VII - redução das desigualdades regionais e sociais; VIII - busca do pleno emprego; IX - tratamento favorecido para as empresas brasileiras de capital nacional de pequeno porte; X - tratamento favorecido para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País.

Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei.

⁹⁰ Art. 65. O Poder Executivo estabelecerá políticas e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

⁹¹ Art. 2º Com vistas a aumentar as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural por empresas de pequeno e médio porte, a ANP realizará rodadas de licitações anuais específicas para blocos em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais, observadas as seguintes orientações:

I – a ANP deverá excluir das áreas a serem ofertadas os blocos com potencial para produção de recursos não convencionais a partir das rochas geradoras; e II – os blocos e áreas mencionados no caput devem ter sua viabilidade ambiental sustentada em manifestação conjunta da ANP e do órgão ambiental competente.

⁹² Art. 3º O Ministério de Minas e Energia deverá instituir Comissão, com representantes deste Ministério e da ANP, que terá como finalidade acompanhar as ações relativas à política para aumento da participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, podendo contar, também, com a participação de representantes da Casa Civil da Presidência da República, do Ministério da Fazenda, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, do Fórum Nacional de Secretários de Estado para Assuntos de Energia e, quando for criada, da Secretaria da Micro e Pequena Empresa da Presidência da República.

Assim, a Resolução CNPE 01/2013, ao fomentar a participação de empresas de pequeno e médio porte, não apenas contribui para o desenvolvimento econômico local e regional, mas também para a criação de um ambiente mais competitivo e inovador no setor.

Nessa mesma trajetória, foram publicadas posteriormente as Resoluções CNPE 2/2016⁹³, 6/2020⁹⁴ e 5/2022⁹⁵, que estabeleceram diretrizes para a prorrogação dos contratos de concessão. De modo que se permitiu ao concessionário a solicitação à ANP de prorrogação dos contratos, com base na apresentação de um novo Plano de Desenvolvimento para o Campo.

Este tipo de política é particularmente relevante no contexto do novo mercado das empresas independentes na indústria do petróleo brasileira. Isso porque, ao criar condições mais favoráveis para a entrada e operação de empresas menores, a resolução contribui para o aumento da diversidade de operadores, adaptando-o às necessidades de um mercado mais diversificado e dinâmico, que não se resume mais aos grandes *players*.

Por sua vez, a Resolução CNPE nº 17/201⁹⁶7 estabeleceu diretrizes para a redução de royalties de até 5% sobre a produção incremental alcançada por novos investimentos em campos maduros⁹⁷. Esta medida foi resultado de anos de pleitos da indústria, especialmente das

⁹³ BRASIL. **Resolução CNPE nº 2, de 25 de abril de 2016.** Dispõe sobre a oferta de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás natural e dá outras providências. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2016/resolucao_2_-cnpe.pdf. Acesso em: 31 set. 2024.

⁹⁴ BRASIL. **Resolução CNPE nº 6, de 16 de setembro de 2020.** Dispõe sobre a prorrogação de contratos de concessão na exploração e produção de petróleo e gás natural e dá outras providências. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2020/resolucao_6_cnpe_prorrogacao_contratos.pdf. Acesso em: 31 out. 2024.

⁹⁵ BRASIL. **Resolução CNPE nº 5, de 18 de agosto de 2022.** Dispõe sobre a oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural e dá outras providências. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-cnpe-5-2022.pdf>. Acesso em: 31 set. 2024.

⁹⁶ BRASIL. **Resolução CNPE nº 17, de 20 de dezembro de 2017.** Dispõe sobre a oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural e dá outras providências. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao_cnppe_17_2017.pdf. Acesso em: 31 set. 2024.

⁹⁷ Art. 3º, XII - conceder, com base em critérios preestabelecidos e desde que comprovado o benefício econômico para a União, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de royalties, para até 5% (cinco por cento), sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos.

empresas independentes, que há muito tempo apontavam a necessidade de incentivos fiscais para viabilizar investimentos em campos em estágio avançado de produção. A resolução representou um passo importante para a extensão da vida produtiva desses campos, potencialmente evitando o abandono prematuro de recursos valiosos.

No entanto, a efetiva implementação dessa política foi conduzida pela ANP, por meio da Resolução ANP nº 749/2018⁹⁸, que surgiu em resposta a uma conjuntura setorial complexa, caracterizada pelo declínio produtivo dos campos maduros e seus significativos impactos socioeconômicos nas regiões produtoras⁹⁹.

Na época, a situação era particularmente desafiadora. A Bacia de Campos, outrora o principal polo de produção nacional, sofria com um declínio de aproximadamente 30% ao ano em seus projetos, afetando drasticamente municípios que dependiam das receitas de royalties, como Macaé, onde cerca de 40 mil pessoas perderam seus empregos no setor de petróleo entre 2012 e 2017.

Frente a esse cenário, a ANP deu início a um processo regulatório caracterizado pela ampla participação de diversos atores do setor. A agência organizou audiências públicas que contaram com a presença de representantes do governo do Espírito Santo, do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), da Petrobrás, da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), da PRIO (antiga PetroRio) e da Organização dos Municípios Produtores de Petróleo (Ompetro), entre outros.

Esse processo participativo foi fundamental para que diferentes perspectivas fossem incorporadas na elaboração da norma.

⁹⁸ BRASIL. **Resolução nº 749, de 25 de setembro de 2018.** Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>. Acesso em: 31 set. 2024.

⁹⁹ Art. 1º. Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

A resolução final estabeleceu critérios claros para a definição de campos maduros, caracterizando-os como aqueles com histórico de produção de pelo menos 25 anos ou cuja produção acumulada corresponesse a 70% do volume estimado. Com base nesses critérios, 241 campos se tornaram elegíveis para a concessão do benefício, representando cerca de 53% dos campos brasileiros (dados do Boletim Anual de Reservas - BAR 2017).

Economicamente, as expectativas eram substanciais. Segundo a ANP, um aumento de 1% no fator de recuperação dos campos maduros poderia gerar R\$26 bilhões em investimentos, adicionar um bilhão de barris de óleo equivalente às reservas e gerar R\$16 bilhões em royalties ao longo dos anos¹⁰⁰.

Um ponto jurídico relevante que surgiu durante as discussões foi a aparente contradição com a Lei do Petróleo, que estabelecia que a redução de royalties deveria estar prevista no edital de licitação. A questão foi superada por meio de uma interpretação sistemática da lei, que reconheceu a perda de produtividade como um "fator pertinente" capaz de justificar a redução dos royalties mesmo após a licitação.

A elaboração da resolução evidenciou o papel fomentador do Estado, representado pela ANP, que utilizou sua competência regulatória para criar um ambiente mais atrativo para investimentos em campos maduros, demonstrando como a regulação pode ser usada como um instrumento eficaz de política pública para o desenvolvimento do setor.

Do ponto de vista técnico-regulatório, a resolução é um exemplo de como a deslegalização – a transferência de competências regulamentares sobre questões técnicas para agências reguladoras – pode ser exercida de forma legítima e eficaz, desde que dentro dos limites legais e constitucionais.

Além disso, a Resolução nº 749/2018 estabeleceu as bases para o regime de oferta permanente de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais, respondendo

¹⁰⁰ LOUREIRO, Tabita, 2017, **Campos em declínio de produção**. ANP, Disponível em . Acesso em 02 de agosto de 2020.

diretamente às demandas da indústria, especialmente das pequenas empresas, que há muito buscavam acesso mais contínuo e flexível às oportunidades de exploração e produção.

Para as empresas independentes do setor, essa resolução representou uma oportunidade de revitalizar campos maduros que, sob condições anteriores, poderiam ter sido considerados inviáveis economicamente. Isso demonstra como a regulação pode se adaptar às dinâmicas do mercado, facilitando a entrada e a competitividade de novos agentes no setor.

As seguidas Resoluções CNPE 4/2020 e 5/2022, que tratam do enquadramento e dos incentivos para campos e acumulações de economicidade marginal, foram resultado de anos de discussões e negociações entre as empresas independentes e os órgãos reguladores. Estas resoluções reconheceram a importância de se criar um ambiente regulatório diferenciado para esses ativos, que são fundamentais para muitas empresas de menor porte no setor.

A subsequente Resolução ANP nº 877/2022¹⁰¹ complementou e conferiu aplicabilidade às diretrizes estabelecidas pelas resoluções do CNPE, ao definir critérios objetivos para a classificação de campos e acumulações de economicidade marginal. Ainda que essa medida represente um avanço necessário, é imperativo reconhecer que os critérios adotados carecem de maior abrangência, especialmente diante da complexidade e diversidade das operações conduzidas pelas empresas independentes.

Sob a regulamentação atual, permanece a exclusão de uma parte considerável de ativos que, embora reconhecidos pela indústria como marginais, não se beneficiam dos incentivos propostos, evidenciando a insuficiência dos parâmetros adotados em relação à realidade do setor, sendo certo que os critérios ainda precisam ser revisados.

É certo que, apesar da ainda longa caminhada a ser construída, a evolução regulatória na indústria do petróleo brasileira, particularmente no que diz respeito à acomodação do novo mercado das empresas independentes, tem sido marcada por uma série de conquistas significativas nos últimos anos.

¹⁰¹ BRASIL. **Resolução nº 877, de 14 de setembro de 2022.** Dispõe sobre o enquadramento de campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022>. Acesso em: 31 out. 2024.

Nessa alçada, é importante ressaltar que tais mudanças não ocorreram no vácuo, mas sim como resultado direto de intensas discussões e movimentações do mercado, onde os agentes se organizam institucionalmente em diversas esferas para pleitear essas transformações por meio dos mecanismos de participação pública existentes e do diálogo contínuo com os órgãos reguladores.

4.3. Análise do Processo de revisão do Preço de Referência do Petróleo - CP 18/23

4.3.1. Histórico da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo

A Lei n.º 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"), ao dispor sobre as Participações Governamentais em cumprimento ao comando do §1º do art. 20 da Constituição Federal, estabeleceu que os critérios para o cálculo do valor dos royalties devidos pelos detentores de direitos de exploração e produção seriam objeto de decreto do Presidente da República, o qual deveria levar em conta os preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, as especificidades do produto e a localização do campo (Brasil, 1997).

Nesse contexto foi editado o Decreto n.º 2.705/1998 ("Decreto 2.705/1998") para instituir os critérios para o cálculo e cobrança das Participações Governamentais. Em sua redação original, o Decreto 2.705/1998 estipulou que o Preço de Referência do Petróleo ("PRP") seria igual ao maior valor obtido com o cotejo entre: (i) a média ponderada dos preços de venda realizados pelo concessionário, e (ii) o preço mínimo do petróleo fixado pela ANP (Brasil, 1998)¹⁰².

Em cumprimento ao Decreto 2.705/1998, a Portaria ANP nº 206/2000 ("PANP 206/2000") determinou que o preço mínimo do petróleo fosse fixado com base nas características físico-químicas da corrente de petróleo em questão¹⁰³.

¹⁰² BRASIL. **Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.** Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

¹⁰³ BRASIL. **Portaria Técnica nº 206, de 7 de setembro de 2000.** Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo. Disponível em:

No âmbito da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL), da qual o Brasil é signatário -, a norma n.º 176(58), editada pelo Comitê de Proteção do Meio Ambiente Marinho (MEPC), alterou, em 2008, o Anexo VI da MARPOL para estabelecer novos limites de enxofre nos óleos combustíveis utilizados por embarcações ('bunker'). Esses limites seriam gradualmente reduzidos para um máximo de 3,5% m/m a partir de 1º de janeiro de 2012 e para 0,50% m/m a partir de 1º de janeiro de 2020.

Em 2016, após a conclusão de um estudo sobre a disponibilidade de combustíveis marítimos (bunker) no mercado para atender aos requisitos do Anexo VI da MARPOL, o limite de enxofre estabelecido para 2020 foi ratificado pela norma MEPC 280(70), conhecida como "Regulamentação IMO 2020".

Dessa forma, a chamada IMO 2020, finalizada em 2016, serviu exclusivamente para confirmar a data de início da limitação de 0,50% m/m no teor de enxofre dos combustíveis, a partir de 1º de janeiro de 2020. Assim, a Regulamentação IMO 2020 apenas reiterou as disposições já previstas no Anexo VI da MARPOL, que havia sido atualizado pela MEPC 176(58) em 2008.

Vale ressaltar que a determinação de reduzir gradualmente o teor máximo de enxofre nos combustíveis marítimos (3,5% m/m a partir de 1º de janeiro de 2012 e 0,5% m/m a partir de 1º de janeiro de 2020) remonta a 2008, sendo apenas confirmada em 2016. Portanto, como será discutido mais adiante, tal previsão não pode ser considerada uma novidade que justificaria mudanças na metodologia de cálculo do PRP, nem servir como motivo para dispensar a consulta prévia da Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) relacionada à alteração metodológica.

Ainda em 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução CNPE nº 01/2016 ("RCNPE 01/2016"), determinando à ANP a continuidade do sistema adotado pela PANP 206/2000, que já estava em vigor há 16 anos, para o cálculo do preço mínimo do petróleo. Em virtude da RCNPE 01/2016, a Diretoria Colegiada da ANP decidiu cancelar a consulta e a audiência pública que discutiam a revisão da PANP 206/2000, conforme estabelecido pela Resolução de Diretoria nº 35/2016 ("RD 35/2016").

Interessante notar que, já em 2016, o governo federal, em sentido oposto ao que pretende agora, manifestava sua justa preocupação com a estabilidade das regras concernentes a sistemática de apuração do preço mínimo do petróleo, como demonstra o "considerando" único da RCNPE 01/2016:

“Considerando que o atual cenário mundial vem produzindo fortes impactos no mercado de petróleo e gás natural, com preços que dificultam a viabilização econômica dos investimentos; novos investimentos na indústria petrolífera requerem regras estáveis e prazo de vigência que permitam o planejamento de longo prazo, assegurando a manutenção dessas regras ao longo do período de realização dos investimentos e de sua remunerado; e o segmento de óleo e gds tem grande relevância para a cadeia produtiva nacional, com forte impacto sobre a capacidade de crescimento do País”¹⁰⁴

No mesmo ano, por intermédio da Ação Civil Originária n.º 2.865/RJ ("ACO 2.865"), interposta no STF, o Estado do Rio de Janeiro questionou tanto a RCNPE 01/2016 quanto a RD 35/2016, alegando, em especial, a suposta defasagem, à época, dos “critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais”.

No transcurso da ACO 2.865, foi designada audiência de conciliação, ocorrida em 13 de setembro de 2016, em que, a partir de proposta oferecida pelo STF, as partes (Estado do Rio de Janeiro, Unido e ANP) ajustaram um acordo nos seguintes termos:

“A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis -ANP, a luz das diretrizes políticas a serem fornecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética — CNPE no prazo de 30 (trinta dias), fará publicar, até a data máxima de 1º de março de 2017, a Portaria resultante do processo administrativo nº 48610.000618/2015/11, destinada a estabelecer os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais.”

Em decorrência da composição entre as partes, foi exarado em 16 de março de 2017, a Resolução CNPE n.º 05/2017 (“RCNPE 05/2017”), estabelecendo que a metodologia de cálculo

¹⁰⁴ BRASIL. Resolução CNPE nº 1, de 20 de janeiro de 2016. Dispõe sobre a sistemática de apuração dos preços mínimos do petróleo para o cálculo de royalties e Participação Especial, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Disponível em:<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=315720>. Acesso em: 16. set. 2024.

do PRP contemplasse “além das características físico-químicas, regras de periodicidade, de transição e de período de carência, a fim de contribuir para a estabilidade regulatória e de reduzir as incertezas em relação aos investimentos necessários para o desenvolvimento da produção petrolífera no País.”

Em seguida, em 2 de maio de 2017, foi publicado o Decreto nº 9.042/2017 ("Decreto 9.042/2017"), cujo art. 7º-B consagrou os parâmetros de periodicidade (não inferior a oito anos), transitoriedade (não inferior a quatro anos) e carência (não inferior a noventa dias) a serem observados pela ANP na implementação da metodologia de cálculo do PRP¹⁰⁵.

Em 26 de setembro de 2017, a Resolução ANP n.º 703/2017 (“RANP 703/2017”), que estabeleceu os critérios para a fixação do PRP para o petróleo produzido mensalmente em cada campo brasileiro, destacando-se, entre eles, a periodicidade mínima de 8 (oito) anos para eventual revisão da metodologia de apuração do PRP¹⁰⁶, o período de transição de 4 (quatro) anos contados da publicação da RANP 703/2017 para a implementação da alteração na metodologia de cálculo do PRP¹⁰⁷ e um período de carência, não inferior a 90 (noventa) dias, para a entrada em vigor de eventual nova resolução resultante da reavaliação da metodologia de cálculo do PRP estabelecida pela RANP 703/2017¹⁰⁸.

Considerando o regular trâmite do processo de revisão da metodologia de cálculo do PRP pela RANP 703/2017, que se insere na composição entre as partes em sede judicial, a lide foi extinta sem resolução de mérito por perda superveniente do interesse de agir do autor, uma vez que atendidos, pelo CNPE e pela ANP respectivamente, tanto as diretrizes políticas quanto a

¹⁰⁵ Art. 7º-B. Para a reavaliação da metodologia dos preços de referência a que se referem os art. 7º e art. 7º-A, a ANP estabelecerá periodicidade que não poderá ser inferior a oito anos.

¹⁰⁶ Art. 10. A ANP poderá reavaliar a metodologia de apuração do Preço de Referência do Petróleo, estabelecida por esta Resolução, desde que mantenha uma periodicidade mínima de oito anos entre a publicação das reavaliações.

¹⁰⁷ Art. 10, § 2º A implementação da reavaliação da metodologia, que trata o caput deste artigo, será realizada em um período de transição de quatro anos, contados a partir do início da vigência desta Resolução.

¹⁰⁸ Art. 10, § 3º Depois de publicada a nova resolução resultante da reavaliação da metodologia que trata o caput deste artigo, a ANP observará um período de carência não inferior a noventa dias, para que a resolução entre em vigor.

publicação da Portaria destinada a estabelecer os critérios de fixação do PRP aludidas no acordo entre as partes.

A propósito, a RANP 05/2017 explicitamente salienta, no seu primeiro “considerando”, sua natureza de corolário de decisão judicial:

“[considerando] a decisão do Supremo Tribunal Federal proferida no âmbito da Ação Cível Originária no 2865/RJ, na audiência de conciliação realizada em 15 de dezembro de 2016, propondo que o CNPE estabelece diretrizes para que a ANP, Gás Natural e Biocombustíveis — ANP defina os critérios de fixação do Prego de Referência do Petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais”¹⁰⁹

Em abril de 2022, foi publicada a Resolução ANP nº 874/2022 (“RANP 874/2022”) que se dispôs a consolidar as regras da nova metodologia de cálculo do PRP, mantendo os parâmetros de periodicidade, transição e período de carências, anteriormente estipulados na RANP 703/2017¹¹⁰.

Apesar disso, em 17 de agosto de 2022, foi publicado o Decreto nº 11.175/2022¹¹¹, que, na contramão da segurança jurídica prestigiada pelo ordenamento jurídico como um todo, que deve reger a atuação da administração pública e é de extrema importância no mercado

¹⁰⁹ BRASIL. **Resolução CNPE nº 5, de 19 de dezembro de 2017.** Dispõe sobre a sistemática de apuração dos preços mínimos do petróleo para o cálculo de royalties e Participação Especial, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/arq-royalties/prp/resolucao_cnpe-5_2017_prp.pdf. Acesso em: 31 out. 2024.

¹¹⁰ Art. 10. A ANP poderá reavaliar a metodologia de apuração do preço de referência do petróleo estabelecida por esta Resolução, desde que mantenha uma periodicidade mínima de oito anos entre a publicação das reavaliações.

§ 1º Devido à dinâmica do mercado internacional de petróleo e derivados, caso ocorra a descontinuidade da publicação de cotação dos derivados de petróleo ou do teor de enxofre utilizada no cálculo do preço de referência do petróleo, a ANP poderá substituí-la sem que essa alteração seja considerada uma reavaliação da metodologia.

§ 2º Se houver reavaliação da metodologia, de que trata o caput, ela será implementada em um período de transição de quatro anos.

§ 3º A nova resolução resultante da eventual reavaliação da metodologia, de que trata o caput, observará um período de vacatio legis não inferior a noventa dias.

¹¹¹ BRASIL. **Decreto nº 11.175, de 17 de agosto de 2022.** Altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D11175.htm. Acesso em: 31 set. 2024.

petrolífero brasileiro, revogou o art. 7º-B do Decreto 2.705/1998, incluído pelo Decreto 9.042/2017, que continua os dispositivos relativos à periodicidade, transição e carência para alteração da metodologia de cálculo do PRP¹¹².

Após a publicação do Decreto nº 11.175/2022, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) solicitou à ANP, por meio do Ofício nº 347/2022/SE-ME, a “devida urgência e celeridade no rito regulatório para a revisão da metodologia de cálculo dos preços de referência” para que fossem corrigidas “eventuais distorções e possíveis divergências entre os valores apurados pela fórmula de cálculo do valor de referência e o valor praticado pelo mercado”¹¹³.

Assim, no escopo do Processo Administrativo nº 48610.220893/2022-70, instaurado pela ANP com o objetivo de rever a RANP 874/2022, foi elaborado o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2022/SPG/ANP-RJ (“RAIR 02/2022”), que identificou, como principais problemas regulatórios da metodologia de cálculo do PRP (i) o fato de ela não refletir o limite do teor de enxofre estabelecido pela Regulamentação IMP 2020, muito embora, como já assinalado, a previsão de implantação do atual limite de 0,5% m/m remonte ao ano de 2008; e (ii) a necessidade de ajustar o preço de referência para refletir adequadamente as condições de comercialização da produção de petróleo e gás natural em campos maduros e marginais, frequentemente operados por empresas de pequeno e médio porte¹¹⁴.

Considerando a suposta urgência requerida pelo Ofício n.º 347/2022/SE-MME, a Superintendência de Participações Governamentais da ANP (“SPG”) solicitou à Diretoria Colegiada do órgão regulador”: (i) dispensa de consulta prévia à AIR, e (ii) realização de consulta e audiência pública sobre o teor da minuta de alteração da metodologia de cálculo do PRP constante da RANP 874/2022.

¹¹² Art. 2º Ficam revogados:I - os art. 7º, art. 7º-A e art. 7º-B do Decreto nº 2.705, de 1998;

¹¹³ Ofício nº 347/2022/SE-ME (SEI nº 2429066) no processo administrativo nº 48610.220893/2022-70. Disponível em:
https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI3OtHvPArITY997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ6eRTFE-J2A9t8uyExMWCh3wUPn12aBPMFiHP4MIHU1N

¹¹⁴ RAIR 02/2022/SPG/ANP-RJ (SEI nº 2429136) no processo administrativo nº 48610.220893/2022-70. Disponível em:
https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI3OtHvPArITY997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ6eRTFE-J2A9t8uyExMWCh3wUPn12aBPMFiHP4MIHU1N

Após as considerações da Procuradoria Federal junto à ANP ("PF-ANP"), consolidadas no Parecer n.º 0297/2022/PFANP/PGF/AGU, a Diretoria Colegiada acolheu as recomendações da SPG e exarou a RD 510/2022, cuja legalidade foi questionada por diversos agentes no âmbito do processo administrativo, aprovando: (i) o RAIR 02/2022/SPG/ANP-RJ (com dispensa da consulta prévia), e (ii) a realização da audiência pública precedida de consulta pública sobre a minuta de resolução para a revisão da RANP 874/2022. Instaurou-se, na sequência, a Consulta e Audiência Pública n.º 24/2022 ("CP 24/2022")¹¹⁵.

4.3.2. Consulta Pública 24/2022 (“CP 24/2022”)

Como já desdobrado, a CP nº 24/2022 teve como objetivo principal a revisão da Resolução ANP nº 874/2022, a qual define os critérios para a fixação do Preço de Referência do Petróleo, utilizado no cálculo das participações governamentais. A proposta da ANP, apresentada na minuta da resolução, previa a alteração da metodologia de cálculo, desconsiderando o prazo mínimo de oito anos para a vigência da metodologia então em vigor e o período de transição de quatro anos para a implementação de uma nova metodologia.

Tais prazos haviam sido estabelecidos inicialmente pelo Decreto nº 9.042/2017, com base no art. 7º-B do Decreto nº 2.705/1998, e posteriormente incorporados à Resolução ANP nº 703/2017.

A Agência justificou a alteração da metodologia com base na necessidade de adequação à regulamentação da Organização Marítima Internacional (IMO), que entrou em vigor em 2020 e impôs novos limites para o teor de enxofre nos combustíveis marítimos. No entanto, essa justificativa foi questionada, especialmente em relação à alegada urgência da medida, uma vez que a mudança no teor de enxofre não demandaria uma modificação imediata na metodologia de cálculo do preço de referência. Além disso, já havia uma norma anterior, a Resolução ANP nº 789/2019, que tratava da redução do limite máximo de enxofre nos combustíveis marítimos.

¹¹⁵ Resolução de Diretoria (SEI nº 2509617) no processo administrativo nº 48610.220893/2022-70. Disponível em:https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI3OtHvPArITY997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ6eRTFE-J2A9t8uyExMWCh3wUPn12aBPMFiHP4MIHU1N

A ANP realizou uma Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) no contexto da CP nº 24/2022, porém o relatório resultante foi alvo de críticas por parte de diversos stakeholders devido a várias lacunas e inconsistências. Entre as principais falhas apontadas estão: a ausência de uma análise dos impactos da mudança metodológica sobre pequenas e médias empresas, assim como sobre a realidade de campos maduros e marginais; a falta de consideração de cenários alternativos; a não apresentação de exemplos de experiências internacionais; a carência de propostas para mecanismos de monitoramento; e a falta de clareza quanto à metodologia utilizada na própria AIR.

Diante disso, vários stakeholders, como a ABPIP e IBP, representantes de empresas do setor de E&P, solicitaram a suspensão do processo da CP nº 24/2022, argumentando que a dispensa da consulta prévia ao Relatório da AIR foi indevida e que não houve uma análise adequada dos impactos decorrentes da revogação dos parâmetros de periodicidade, transitoriedade e carência.

Além disso, alegou-se que a realização de consultas e audiências públicas sem a prévia conclusão dos estudos necessários para fundamentar a decisão administrativa, e sem a disponibilização desses estudos à sociedade, contrariava o objetivo desses procedimentos e violava o dever de transparência e informação.

Em resposta às contribuições recebidas durante a CP nº 24/2022 e à grande movimentação do setor, a ANP propôs alterações na minuta da resolução, incluindo a modificação da cotação do preço de referência da fração pesada e a introdução de prazos para a implementação gradual das mudanças, motivo pelo qual a Agência determinou a realização de nova Consulta e Audiência Pública.

A ANP justificou a alteração da cotação da fração pesada pela necessidade de manter a comparabilidade entre as cotações dos derivados e utilizar uma avaliação independente, baseada em operações reais. A inclusão de prazos de transição, por sua vez, foi justificada como uma medida para atenuar o impacto das mudanças metodológicas sobre os agentes econômicos envolvidos.

4.3.3. Consulta Pública nº 18/2023 (“CP nº 18/2023”)

A CP nº 18/2023 teve como objetivo submeter à apreciação da sociedade a minuta da resolução modificada, a qual incorporava as alterações propostas pela ANP após a realização da CP nº 24/2022. As principais mudanças em relação à minuta original foram: a alteração da cotação do preço de referência da fração pesada e a inclusão de prazos de transição para a implementação das mudanças. A nova minuta previa um período de *vacatio legis* de 180 dias, contado a partir da data de publicação da nova resolução, e um prazo de 12 meses para a implementação gradual da alteração do preço de referência.

Um ponto crítico da CP nº 18/2023 foi a ausência de uma nova AIR, o que gerou questionamentos sobre a legalidade do processo, uma vez que a Lei nº 13.848/2019 exige a realização de AIR para a edição, alteração ou revogação de atos normativos de interesse geral. Os agentes regulados e instituições representativas argumentaram que, apesar de a minuta da resolução ter sido modificada, a essência da proposta normativa permanecia a mesma, de modo que a realização de uma nova AIR seria imprescindível para garantir a segurança jurídica e a legitimidade do processo.

Também foram questionados os prazos de *vacatio legis* e de transição propostos na CP nº 18/2023, considerados insuficientes para que as empresas se adaptassem às novas regras. Sendo certo que os prazos de 180 dias e 12 meses eram significativamente inferiores aos prazos de 90 dias e quatro anos, respectivamente, previstos na Resolução ANP nº 874/2022.

Não obstante, também foi questionado o prazo mínimo de oito anos para a vigência da metodologia em vigor, o qual havia se iniciado em 2018 e se encerraria em 2026, conforme previsto na Resolução ANP nº 703/2017.

Em suma, a CP nº 18/23 da ANP, que visa alterar a metodologia de cálculo do preço de referência do petróleo e que substituiu a já encerrada CP nº 24/22, segue sendo marcada por controvérsias e questionamentos sobre a legalidade e a segurança jurídica do processo.

A ausência de uma AIR completa e adequada para a CP nº 18/2023 em andamento, a falta de Consulta Prévia sobre o Relatório da AIR da CP nº 24/2022 já finalizada, a potencial violação

da segurança jurídica e da legítima expectativa do mercado, e a ausência de um prazo de estabilidade para futuras alterações na metodologia são os principais pontos críticos apontados pela Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (ABEP) e por outros stakeholders.

A falta de transparência e de diálogo efetivo com a sociedade também foi profundamente criticada, colocando em xeque a legitimidade do processo de revisão da metodologia de cálculo do preço de referência do petróleo.

Nesse contexto, a proposta de revisão do preço de referência do petróleo (PRP) pela ANP, ainda em discussão na CP nº 18/2023, suscita importantes questões jurídicas entre os agentes regulados, especialmente no que tange aos princípios do Direito Administrativo e à estabilidade regulatória no setor petrolífero brasileiro.

Destaca-se que várias questões e vícios foram identificados durante a revisão da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo, exigindo uma análise detalhada, que pode ser aprofundada em um momento posterior. Entre essas questões, mencionam-se a dispensa injustificada da Consulta Prévia do Relatório de Análise de Impacto Regulatório no contexto da Consulta Pública 24/2022; a ausência de abrangência da proposta apresentada na CP nº 18/2023 em relação à AIR realizada anteriormente, o que inviabiliza sua reapresentação no novo processo; e o fato de a ANP reconhecer a necessidade de novas audiências públicas para a proposta da CP nº 18/2023, enquanto ignora a exigência de uma nova AIR, ferindo o princípio da motivação e a coerência entre os fundamentos e as decisões administrativas.

Entretanto, considerando o foco deste trabalho, limitaremos, inicialmente, a análise ao princípio da segurança jurídica, elemento essencial na relação entre órgão regulador e os agentes regulados.

4.3.4. Violation ao princípio da segurança jurídica

A revisão da metodologia de cálculo do preço de referência do petróleo pela ANP suscitou preocupações significativas quanto à observância do princípio da segurança jurídica, pilar fundamental do Estado de Direito e elemento crucial para a estabilidade do ambiente regulatório. Esta violação manifesta-se de forma contundente através de uma série de ações e

omissões por parte da agência reguladora, comprometendo a previsibilidade e a confiança legítima dos agentes econômicos no setor petrolífero.

A Administração Pública, concebida como instrumento do Estado para promover o bem comum através de seus serviços, deve garantir que sua atuação reflita o princípio de que o Estado representa todos os cidadãos. Consequentemente, qualquer forma de tratamento privilegiado ou discriminatório em relação aos destinatários de seus atos é inadmissível.

A razão de ser da Administração Pública está intrinsecamente ligada à distribuição justa e equitativa de direitos e encargos sociais entre os cidadãos. Sem a aplicação de princípios que assegurem um Estado justo e igualitário, as complexas e abrangentes tarefas administrativas estariam fadadas ao fracasso.

Ao estabelecer os princípios fundamentais que regem a Administração Pública, a Constituição Federal do Brasil alinha-se aos interesses da sociedade a que se destina, evidenciando um compromisso da Administração Pública com a legalidade, moralidade, imparcialidade, publicidade e eficiência.

É crucial reconhecer que a Administração Pública, no exercício de suas atividades, subordina-se a um conjunto de princípios explícitos e implícitos que compõem o regime jurídico administrativo. Entre estes, destacam-se os princípios da moralidade administrativa, da segurança jurídica e da boa-fé, cujo conteúdo jurídico incide com força vinculante sobre toda e qualquer conduta da Administração Pública. Impõe-se, portanto, analisar em que medida a aplicação destes princípios confere estabilidade aos atos administrativos criadores de direitos.

José Joaquim Gomes Canotilho (1991, p. 91) define princípios como “ordenações que se irradiam e imantam o sistema de normas; começam por ser a base de normas jurídicas, e podem estar positivamente incorporados, transformando-se em normas-princípios”¹¹⁶. Entre as funções mais importantes dos princípios destaca-se o papel de servir como norteador ao legislador na elaboração de leis adequadas, bem como para fins indicativos da correta interpretação do ordenamento jurídico.

¹¹⁶ CANOTILHO, J. J. Gomes e MOREIRA, Vital. **Fundamentos da Constituição**. Coimbra: Coimbra Editora, 1991, p.49.

É sob a égide dessas concepções que o tema em epígrafe deve ser abordado. No ordenamento jurídico brasileiro, a Constituição Federal prevê, em seu art. 37, caput, princípios explícitos que orientam a atuação da Administração Pública:

Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência [...] (Brasil, 1988).

Além destes, extraem-se da norma constitucional outros princípios implícitos, que se apresentam em consonância com o regime democrático adotado pela Lei Fundamental, tais como a boa-fé e a segurança das relações jurídicas.

Bacellar Filho argumenta:

Em se tratando de Administração Pública, mostra-se inconcebível o desacolhimento a um pleito devidamente amparado em regra legal, não só pela frustração desse vínculo de confiança no império da lei estabelecida, mas, sobretudo, porque ao Estado não se permite inobservar o conjunto de regras por ele mesmo estabelecido. Por essa razão, o princípio da moralidade administrativa incide justamente na esfera do anseio de certeza e segurança jurídica, mediante a garantia da lealdade e boa-fé da Administração Pública. Daí por que tratar-se conjuntamente dos princípios da moralidade, da segurança jurídica e da boa-fé, eis que, embora sejam dotados de autonomia e caracterizem-se por conteúdos próprios, seus fundamentos e efeitos jurídicos ostentam inequívoca aproximação.

Celso Antônio Bandeira de Mello (2019, p. 127 e 128) sustenta que o princípio da segurança jurídica “não pode ser radicado em qualquer dispositivo constitucional específico”. É, porém, da essência do próprio Direito, notadamente de um Estado Democrático de Direito, de tal sorte que faz parte do sistema constitucional como um todo”.

O autor ainda complementa:

a ordem jurídica corresponde a um quadro normativo proposto precisamente para que as pessoas possam se orientar, sabendo, pois, de antemão, o que devem ou o que podem fazer, tendo em vista as ulteriores consequências imputáveis a seus atos. O Direito propõe-se a ensejar uma certa estabilidade, um mínimo de certeza na regência da vida social. Daí o chamado princípio da “segurança jurídica”, o qual, bem por isto, se não o mais importante dentre todos os princípios gerais de Direito, é, indiscutivelmente, um dos mais importantes entre eles (Mello, 2019, p. 130).

Judith Martins-Costa (2006) argumenta que o princípio da confiança está intrinsecamente ligado à proteção das expectativas, servindo como justificativa ou explicação para a

vinculabilidade dos negócios jurídicos. A autora enfatiza que essa confiança é uma confiança adjetivada, a confiança legítima, também denominada expectativa legítima¹¹⁷.

Conforme leciona Almíro do Couto e Silva ((2005, p. 3-4):

[...] A primeira, de natureza objetiva, é aquela que envolve a questão dos limites à retroatividade dos atos do Estado até mesmo quando estes se qualifiquem como atos legislativos. Diz respeito, portanto, à proteção ao direito adquirido, ao ato jurídico perfeito e à coisa julgada. Diferentemente do que acontece em outros países cujos ordenamentos jurídicos frequentemente têm servido de inspiração ao direito brasileiro tal proteção está há muito incorporada à nossa tradição constitucional e dela, expressamente cogita a Constituição de 1988, no art. 5º, inciso XXXVI. A outra, de natureza subjetiva, concerne à proteção à confiança das pessoas no pertinente aos atos, procedimentos e condutas do Estado, nos mais diferentes aspectos de sua atuação. Modernamente, no direito comparado, a doutrina prefere admitir a existência de dois princípios distintos, apesar das estreitas correlações existentes entre eles. Falam os autores, assim, em princípio da segurança jurídica quando designam o que prestigia o aspecto objetivo da estabilidade das relações jurídicas, e em princípio da proteção à confiança, quando aludem ao que atenta para o aspecto subjetivo

A segurança jurídica na sociedade contemporânea constitui um pressuposto do seu próprio desenvolvimento e da afirmação do Estado Democrático de Direito.

Em uma sociedade cada dia mais complexa e dinâmica, uma das principais funções do Direito [...] parece ser a de resguardar o grau razoável não apenas de previsibilidade, mas, em igual proporção, de continuidade das expectativas no atinente às escolhas institucionais priorizadas pelo sistema jurídico.

Trata-se de princípio que possui sede constitucional no art. 5º, XXXVI, da Carta Maior, o qual assegura que a “a lei não prejudicará o direito adquirido, o ato jurídico perfeito e a coisa julgada”. Se nem a lei pode prejudicar direitos adquiridos, com maior razão ainda não o pode fazê-lo a Administração Pública (Brasil, 1988).

De modo que este entendimento foi espelhado na Lei 9.784/99, que, em seu art. 2º delineia que a atuação da Administração Pública deve ser sempre pautada por uma conduta previsível¹¹⁸,

¹¹⁷ MARTINS-COSTA, Judith. Princípio da confiança legítima e princípio da boa-fé objetiva. Termo de compromisso de cessação (TCC) ajustado com o Cade. Critérios da interpretação contratual: os “sistemas de referência extracontratuais” (“circunstâncias do caso”) e sua função no quadro semântico da conduta devida. Princípio da unidade ou da coerência hermenêutica e “usos do tráfego”. Adimplemento contratual. (Parecer). – Revista dos Tribunais, São Paulo, v. 852, out. 2006. p. 94.

¹¹⁸ Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência.

não havendo espaço para ciladas, rompantes ou açodamentos que caracterizem uma "administração de surpresas"

Submissa ao princípio da legalidade, conformadora da segurança jurídica, a Administração deve prestigar a irretroatividade legal de preceitos mais gravosos, a previsão de regras de transição, a coisa julgada, a preclusão, a decadência, a usucapião, o direito adquirido e a vedação de aplicação retroativa de nova interpretação.

Ainda, é necessário destacar que tal entendimento também é reforçado na Lei de Introdução às normas do Direito brasileiro (“LINDB”). Esta, em seu artigo 6º, determina que “a lei em vigor terá efeito imediato e geral, respeitados o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a coisa julgada”¹¹⁹, definindo como “ato jurídico perfeito” aquele já consumado segundo a legislação vigente à época de sua realização (§ 1º).

Isso implica que uma nova lei (ou ato normativo infralegal) não pode alterar eventos passados ou reverter efeitos que já foram plenamente gerados durante a vigência da norma anterior. Por exemplo, uma nova regra não se aplica a contratos assinados antes de sua promulgação e que já foram integralmente executados, gerando todos os seus efeitos de acordo com as regras anteriormente vigentes.

Essa mesma lógica se estende a situações que, embora iniciadas ou constituídas sob um regime anterior, produzem efeitos futuros já sob a nova legislação.

Almiro do Couto e Silva (2005) entende que boa-fé, segurança jurídica, moralidade e proteção à confiança são conceitos pertencentes à mesma constelação de valores.

A boa-fé e a lealdade, como garantias da moralidade administrativa, constituem elementos objetivos que orientam métodos e práticas no comportamento da administração. A boa-fé, em contraste com a má-fé, reflete a conduta do agente desprovida de reprovação, ou seja, com a convicção de estar agindo de acordo com o direito, ou, ao menos, em total ignorância, confiando que sua atitude não será contrária ao ordenamento jurídico (Silva, 2005, p. 12)

¹¹⁹ Art. 6º A Lei em vigor terá efeito imediato e geral, respeitados o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a coisa julgada.

Nessa perspectiva, Celso Antônio Bandeira de Mello (2015, p. 15) defende que os princípios da lealdade e boa-fé — considerados princípios fundamentais do procedimento administrativo — estão compreendidos no âmbito do princípio da moralidade da Administração Pública.

O princípio da segurança jurídica, fundamental no Estado Democrático de Direito, encontra-se positivado no art. 2º da Lei nº 9.784/1999, que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal.

No caso da revisão do PRP, observa-se que a proposta apresentada pela ANP parece não considerar integralmente as regras de periodicidade, transição e carência estabelecidas anteriormente. Estas regras foram instituídas pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 05/2017, pelo Decreto nº 9.042/2017 e pela Resolução ANP nº 703/2017 (posteriormente substituída pela Resolução ANP nº 874/2022).

É fundamental ressaltar que essas normas não foram estabelecidas arbitrariamente, mas resultaram de uma composição judicial alcançada no âmbito da Ação Cível Originária (ACO) nº 2.865, que tramitou perante o Supremo Tribunal Federal (STF). O objetivo precípua dessa composição era garantir a estabilidade regulatória e a previsibilidade necessária para os investimentos de longo prazo no setor petrolífero.

A segurança jurídica, como princípio basilar do Estado Democrático de Direito, é essencial para garantir a previsibilidade da conduta estatal e a proteção da confiança depositada na Administração Pública pelos administrados e agentes regulados. No contexto específico do setor petrolífero brasileiro, este princípio assume particular relevância, especialmente no que tange à regulação do Preço de Referência do Petróleo (PRP).

A estabilidade regulatória é crucial para o desenvolvimento do setor petrolífero, que demanda investimentos vultosos e de longo prazo. Neste sentido, as Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (RCNPE) 01/2016 e 05/2017 estabeleceram diretrizes importantes para garantir a segurança jurídica no cálculo do PRP.

Estas resoluções enfatizaram a necessidade de regras estáveis e prazos de vigência que permitissem o planejamento de longo prazo, assegurando a manutenção dessas regras ao longo

do período de realização dos investimentos e de sua remuneração. Especificamente, a RCNPE 05/2017 determinou que a ANP, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deveria contemplar regras de periodicidade, transição e carência em suas metodologias de cálculo do PRP.

Tais regras são instrumentos fundamentais para a manutenção da segurança jurídica no setor, permitindo que os agentes econômicos possam realizar investimentos com a certeza de que as condições regulatórias não serão alteradas abruptamente, prejudicando o retorno esperado de seus projetos.

A supressão destas regras, como observado na revogação do art. 7º-B do Decreto 2.705/1998 pelo Decreto 11.175/2022, representa uma violação ao princípio da segurança jurídica. Esta ação é particularmente grave considerando que a metodologia atual de cálculo do PRP está alinhada com uma composição alcançada no âmbito de um processo conduzido pelo Supremo Tribunal Federal (STF).

Não obstante, conforme ressaltado por Patrícia Sampaio:

Com a licença devida, não se pode concordar com o entendimento de que a revogação do art. 7º-B do Decreto nº. 2.705/1998 libera a ANP do dever de respeitar os prazos acima, com os quais ela própria se comprometeu em suas normas, pois a revogação do referido decreto não afasta o dever da ANP de atender aos ditames da previsibilidade, coerência e boa-fé da Administração Pública, que decorrem do princípio constitucional da segurança jurídica. Os agentes econômicos têm o direito de confiar nas normas que são publicadas pela Administração Pública e, com base nelas, realizar as suas decisões de investimento (Sampaio, 2024, p. 48).¹²⁰

Assim, a ausência de regras que promovam a estabilidade regulatória tem consequências significativas para o setor, dificultando o planejamento a longo prazo dos agentes econômicos, não assegurando a remuneração adequada dos investimentos realizados, aumentando a incerteza em relação aos investimentos necessários para o desenvolvimento da produção petrolífera no país e potencialmente desencorajando novos investimentos no setor.

¹²⁰ SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. PARECER: CONSULTA PÚBLICA ANP 18/2023. AUSÊNCIA DE AIR. NECESSIDADE DE RESPEITO AO DEVIDO PROCESSO NORMATIVO E À SEGURANÇA JURÍDICA. NULIDADE DO ATO QUE VENHA A SER EDITADO EM INOBSErvâNCIA A ESSAS EXIGÊNCIAS. (SEI nº 3938306) no processo administrativo nº 48610.220893/2022-70. Disponível em:https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI3OtHvPArITy997V09rhsSkbDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ6eRTFE-J2A9t8uyExMWCh3wUPn12aBPMFiHP4MIHU1N

A manutenção da segurança jurídica, através de regras claras de periodicidade, transição e carência na metodologia de cálculo do PRP, é essencial para o desenvolvimento sustentável do setor petrolífero brasileiro. A estabilidade regulatória não apenas protege os investimentos já realizados, mas também incentiva novos aportes de capital, fundamentais para o crescimento e a competitividade do setor.

A frustração da legítima expectativa dos agentes regulados torna-se ainda mais evidente quando se confronta o atual ânimo da Administração com o comportamento que por ela vinha sendo adotado desde 2016 em relação a alterações na metodologia de cálculo do PRP.

De fato, o CNPE, ao publicar a RCNPE 01/2016 e a RCNPE 05/2017, ratificou o compromisso da Administração com a segurança jurídica, destacando a necessidade de regras estáveis para permitir o planejamento de longo prazo e assegurar a manutenção dessas regras ao longo do período de realização dos investimentos e de sua remuneração.

A desconsideração desses princípios, portanto, não apenas violaria a segurança jurídica, mas também contradiria o comportamento anteriormente adotado pela própria Administração, potencialmente minando a confiança dos investidores no setor petrolífero brasileiro. O princípio da proteção à confiança legítima, corolário do princípio da segurança jurídica, também merece análise no contexto da revisão do PRP. Este princípio, reconhecido pela doutrina e jurisprudência brasileiras, visa proteger as expectativas legítimas dos administrados geradas por atos, condutas e promessas das autoridades públicas.

No setor petrolífero, os agentes econômicos realizaram investimentos e planejamentos de longo prazo baseando-se na expectativa de que as regras de periodicidade, transição e carência seriam respeitadas. A alteração dessas regras, sem observância dos prazos e procedimentos previamente estabelecidos, suscita questionamentos quanto à observância da boa-fé objetiva que deve pautar as relações entre Administração Pública e administrados, conforme previsto no art. 2º, parágrafo único, IV, da Lei nº 9.784/1999.

4.3.5. Legítima Expectativa e Confiança Legítima: Pilares da Estabilidade Jurídica

No contexto do Estado Democrático de Direito, os princípios da legítima expectativa e da confiança legítima emergem como elementos cruciais para a manutenção da segurança jurídica.

Estes princípios, intimamente relacionados, visam proteger as expectativas razoáveis dos cidadãos frente às ações e decisões do poder público, assegurando um equilíbrio entre a necessidade de evolução do ordenamento jurídico e a estabilidade das relações jurídicas.

A legítima expectativa pode ser compreendida como o direito dos cidadãos de confiar na continuidade e estabilidade das normas e atos administrativos. Este conceito está fundamentado na ideia de que as ações do Estado devem ser previsíveis, permitindo que os indivíduos planejem suas vidas e atividades com base nas regras estabelecidas.

Por sua vez, a confiança legítima é o princípio que protege essa expectativa, impondo limites à atuação estatal que possa frustrá-la abruptamente.

Judith Martins-Costa ressalta a importância desses conceitos:

A confiança é a expectativa, legítima, da ativa proteção da personalidade humana como escopo fundamental do ordenamento. [...] A confiança dos cidadãos é constituinte do Estado de Direito, que é, fundamentalmente, estado de confiança (Martins-Costa, 2004, p. 116).¹²¹

Este princípio reconhece que a confiança dos cidadãos nas instituições e nas ações do Estado é um elemento fundamental para a legitimidade e eficácia do ordenamento jurídico.

A confiança desempenha um papel central na relação entre o Estado e os cidadãos. O ilustre Min. Gilmar Mendes¹²² destaca que:

A ideia de segurança jurídica tornaria imperativa a adoção de cláusulas de transição nos casos de mudança radical de um dado instituto ou estatuto jurídico. Essa é a razão pela qual se considera, em muitos sistemas jurídicos, que, em casos de mudança de regime jurídico, a ausência de cláusulas de transição configura uma omissão constitucional (Mendes, 2017).

Esta perspectiva enfatiza que a segurança jurídica não se limita apenas à previsibilidade das normas, mas também à consistência temporal das decisões e atos do poder público.

¹²¹ MARTINS-COSTA, Judith. **A Re-significação do Princípio da Segurança Jurídica na Relação entre o Estado e os Cidadãos: a segurança como crédito de confiança.** Revista CEJ, n. 27, out./dez. 2004, p. 116. Disponível em: <https://revistacej.cjf.jus.br/cej/index.php/revcej/article/view/641>

¹²² MENDES, Gilmar Ferreira. **Curso de direito constitucional.** 12. ed. rev. e atual. São Paulo: Saraiva, 2017.

A proteção da legítima expectativa e da confiança legítima não se limita a uma simples abstenção do Estado. Pelo contrário, exige uma atuação positiva para garantir que as mudanças normativas não violem as expectativas razoáveis dos cidadãos.

Martins-Costa argumenta:

Em suma: no nosso contexto social complexo, multiforme, instável e conflituoso, a Administração Pública não pode – para garantir a confiança, fundamento do Direito – limitar-se a uma abstenção, antes devendo estar presente na regulação e na garantia dos variados mecanismos de realização dos direitos fundamentais e das legítimas expectativas que gera na esfera jurídica dos particulares (Couto e Silva apud Martins-Costa, 2004, p. 116)¹²³

Os regimes de transição são mecanismos essenciais para a proteção da confiança legítima, especialmente em contextos de mudanças significativas no ordenamento jurídico. Patrícia Baptista¹²⁴ explica:

pela experiência do direito comparado, a aplicação do princípio da proteção da confiança legítima como limite ao exercício do poder normativo determina, em primeiro lugar, a previsão de um regime transitório ou de um período de vacatio, que permita a adaptação do particular aos ditames da nova regulamentação (Baptista, 2006, p. 107).

Estes regimes visam proporcionar um período de adaptação, permitindo que os cidadãos e as instituições se ajustem gradualmente às novas regras, minimizando assim o impacto de mudanças abruptas.

O art. 23 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB) codificou a necessidade de regimes de transição, reforçando a importância da proteção à legítima expectativa no ordenamento jurídico brasileiro. Segundo o dispositivo:

A decisão administrativa, controladora ou judicial que estabelecer interpretação ou orientação nova sobre norma de conteúdo indeterminado, impondo novo dever ou novo condicionamento de direito, deverá prever regime de transição quando

¹²³ MARTINS-COSTA, Judith. A re-significação do princípio da segurança jurídica na relação entre o estado e os cidadãos: a segurança como crédito de confiança. R. CEJ. Brasília, n. 27, p. 110-120, out./dez. 2004.

¹²⁴ BAPTISTA, Patrícia Ferreira. Segurança jurídica e proteção da confiança legítima no direito brasileiro: análise sistemática e critérios de aplicação no direito administrativo brasileiro. 2006. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. . Acesso em: 01 set. 2024.

indispensável para que o novo dever ou condicionamento de direito seja cumprido de modo proporcional, equânime e eficiente e sem prejuízo aos interesses gerais.¹²⁵

Esta disposição legal reforça a importância da proteção à legítima expectativa no ordenamento jurídico brasileiro, estabelecendo critérios para a implementação de regimes de transição.

Dante Tomaz, ao analisar o art. 23 da LINDB, propõe os seguintes parâmetros para a deliberação sobre regimes de transição: (i) a existência de uma situação jurídica consolidada no momento antecedente; (ii) legítima expectativa na manutenção da situação pretérita ou que ele afete funcionamentos essenciais; (iii) compatibilidade do interesse subjacente à inovação normativa com o regime de transição¹²⁶.

Estes critérios devem ser considerados pelos órgãos decisórios ao implementar mudanças normativas, buscando um equilíbrio entre a necessidade de evolução do ordenamento e a proteção das expectativas legítimas.

A aplicação dos princípios da legítima expectativa e da confiança legítima enfrenta desafios, especialmente na ponderação entre a necessidade de mudanças normativas e a proteção das expectativas dos cidadãos. Antônio do Passo Cabral observa¹²⁷:

hoje se fala de uma era em que o ordenamento jurídico está em constante 'trânsito' e, ao contrário do clássico 'direito intertemporal', que procurava resolver o problema da mudança normativa eliminando o conflito de normas (pela aplicação de regras rígidas de solução de antinomias), busca-se, na atualidade, um 'direito transicional', que visa a aliar alteração e permanência, baseando-se em critérios concretos e mais flexíveis (Cabral, 2021, p. 14).

¹²⁵ Decreto-Lei nº 4.657/1942, Art. 23. A decisão administrativa, controladora ou judicial que estabelecer interpretação ou orientação nova sobre norma de conteúdo indeterminado, impondo novo dever ou novo condicionamento de direito, deverá prever regime de transição quando indispensável para que o novo dever ou condicionamento de direito seja cumprido de modo proporcional, equânime e eficiente e sem prejuízo aos interesses gerais.

¹²⁶ DANTAS, Tomaz. **As normas de transição no direito administrativo: possibilidades, parâmetros de aplicabilidade e limites do art. 23 da LINDB**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2022.

¹²⁷ CABRAL, Antonio do Passo. **Segurança jurídica e regras de transição nos processos judicial e administrativo: introdução ao art. 23 da LINDB**. 2. ed. rev., atual. e ampl. Brasília: Editora Juspodivm, 2021.

A proteção da legítima expectativa e da confiança legítima é essencial para a manutenção do Estado de Direito e da segurança jurídica. Estes princípios impõem ao Estado o dever de agir de forma previsível e de implementar mudanças de maneira gradual e proporcional, respeitando as expectativas legítimas dos cidadãos.

Em um mundo em constante mudança, o desafio permanente é encontrar o equilíbrio adequado entre a flexibilidade necessária para a adaptação do ordenamento jurídico às novas realidades e a estabilidade indispensável para a manutenção da confiança dos cidadãos nas instituições e no próprio sistema jurídico.

4.3.6. Necessidade de previsão de política diferenciada para petróleos oriundos de campos maduros e marginais

Conforme já debruçado no presente trabalho, a questão dos campos maduros e marginais no setor de petróleo e gás natural brasileiro tem sido um tema recorrente nas políticas energéticas nas últimas duas décadas.

Desde 2003, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) vem estabelecendo diretrizes para incentivar a participação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção, com foco especial na continuidade das operações em bacias maduras e campos marginais.

Este histórico de políticas, evidenciado por uma série de resoluções do CNPE, demonstra o reconhecimento consistente da importância desses campos para o desenvolvimento socioeconômico regional e para a manutenção da produção nacional.

O Decreto nº 11.175/22, ao permitir que a ANP considere as condições de comercialização da produção de petróleo e gás natural de empresas de pequeno e médio portes, reforça essa tendência regulatória¹²⁸. Entretanto, é crucial observar que o verdadeiro cerne da

¹²⁸ “Art. 7º-C. O preço de referência a ser aplicado, mensalmente, ao petróleo produzido em cada campo durante o mês, expresso em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será estabelecido pela ANP.
§ 3º A ANP poderá considerar as condições de comercialização da produção de petróleo e de gás natural de empresas de pequeno e médio porte.” (NR)

questão não está apenas no porte das empresas, mas na natureza dos campos que elas operam. Os campos maduros e marginais, independentemente do tamanho da empresa operadora, enfrentam desafios únicos que demandam atenção específica na regulação do setor.

O relatório AIR 2/2022/SPG/ANP-RJ, ao descrever os problemas regulatórios que motivaram a revisão da Resolução 874/22, reconheceu que os incentivos propostos teriam como principal objetivo garantir a continuidade da exploração e produção nos campos maduros e marginais. Esta constatação é fundamental, pois evidencia que a preocupação central da regulação deve ser a viabilidade econômica desses campos, que são particularmente sensíveis às flutuações de preço e às condições de comercialização.

A recomendação da Diretoria Colegiada da ANP, em sua reunião nº 1.103 de 06/10/2022, reforçou essa perspectiva ao sublinhar a importância de considerar as condições de comercialização de petróleo para mitigar os potenciais impactos adversos das políticas de incentivo à produção em campos maduros e economicamente marginais. Este posicionamento indica uma compreensão clara de que esses campos requerem uma abordagem regulatória diferenciada para garantir sua viabilidade e continuidade operacional.

Contudo, apesar de ter sido um dos problemas regulatórios apontados que fundamentaram a suposta revisão da metodologia atual, os campos maduros e marginais não foram considerados e/ou debatidos adequadamente ao longo deste processo de revisão.

Isso porque, conforme levantado por diversos stakeholders no âmbito do processo de revisão, a proposta de aplicação uniforme da revisão para todos os petróleos produzidos no Brasil, sem distinção quanto às características físico-químicas, condições de comercialização e desafios operacionais dos campos que os produzem, evidencia uma lacuna importante na análise de impacto regulatório conduzida pela ANP sobre o aumento nas participações governamentais que serão suportadas por esses campos.

Alegam os agentes regulados que, enquanto a ANP estima um aumento médio de 5,4% no recolhimento de royalties sobre a produção nacional, simulações setoriais indicam que os campos maduros e de economicidade marginal sofrerão aumento muito maior, ainda não quantificado pela Agência.

Esse aumento desproporcional decorre de inadequação da nova metodologia para a precificação dos petróleos pesados, de baixo API e alto teor de enxofre, gerando uma sobrevalorização dos petróleos de campos maduros e marginais, não condizente com a realidade de mercado.

Isso representaria uma ameaça à viabilidade econômica desses projetos e pode resultar, em último caso, no abandono precoce de campos maduros e na inviabilidade do desenvolvimento de acumulações marginais, em frontal descompasso com as diretrizes do CNPE.

Nesse sentido, a definição de campos maduros e de economicidade marginal, nos termos das Resoluções ANP no 749/2018 e no 877/2022, reflete a necessidade de proporcionar incentivos que ajudem a mitigar os desafios operacionais e econômico-financeiros que os diferenciam significativamente de projetos de maior rentabilidade, como os campos do pré-sal (responsáveis por cerca de 80% da produção nacional¹²⁹).

5. MECANISMOS PARTICIPATIVOS COMO INSTRUMENTOS PARA EVOLUÇÃO REGULATÓRIA

5.1. Contexto histórico e benefícios da participação social na regulação

Com a abertura do mercado e o surgimento de novos *players*, como as empresas independentes, os instrumentos de participação pública emergem como ferramentas essenciais para garantir que o processo regulatório acompanhe as rápidas transformações da indústria de petróleo e gás natural, sem perder de vista a competitividade e a competitividade segurança jurídica.

Antes da introdução do instituto das agências reguladoras no direito brasileiro, a realização de mecanismos de participação social geralmente encontrava respaldo nas leis específicas de criação de cada entidade, na Lei geral que rege os processos administrativos no

¹²⁹ AGÊNCIA BRASIL. **Petrobras comemora 15 anos de produção do pré-sal.** Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202309/petrobras-comemora-15-anos-de-producao-do-pre-sal>. Acesso em: 31 out. 2024.

âmbito federal (Lei 9.784/1999¹³⁰, arts. 31 a 34), ou em atos normativos secundários, como regimentos internos. Com relação às licitações, tinha fundamento a exigência de audiência pública em procedimentos licitatórios cuja contratação ultrapassasse o teto do valor estabelecido na legislação, conforme exigência do artigo 39 da Lei 8.666/1993¹³¹.

Foi somente com a edição da Lei 13.848/2019 que passou a ser obrigatória, para todas as agências reguladoras federais, a realização de consulta pública prévia à edição ou alteração de "atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados" (art. 9º, caput¹³²). A mesma lei trouxe também normas que padronizaram certos aspectos procedimentais dos mecanismos de participação social dessas agências, prevendo prazos e estabelecendo obrigações de resposta às contribuições.

A adoção de mecanismos que permitem a ampla participação dos agentes econômicos e da sociedade civil vem sendo incluída pela literatura especializada como uma estratégia crucial

¹³⁰ Art. 31. Quando a matéria do processo envolver assunto de interesse geral, o órgão competente poderá, mediante despacho motivado, abrir período de consulta pública para manifestação de terceiros, antes da decisão do pedido, se não houver prejuízo para a parte interessada.

§ 1º A abertura da consulta pública será objeto de divulgação pelos meios oficiais, a fim de que pessoas físicas ou jurídicas possam examinar os autos, fixando-se prazo para oferecimento de alegações escritas.

§ 2º O comparecimento à consulta pública não confere, por si, a condição de interessado do processo, mas confere o direito de obter da Administração resposta fundamentada, que poderá ser comum a todas as alegações substancialmente iguais.

Art. 32. Antes da tomada de decisão, a juízo da autoridade, diante da relevância da questão, poderá ser realizada audiência pública para debates sobre a matéria do processo.

Art. 33. Os órgãos e entidades administrativas, em matéria relevante, poderão estabelecer outros meios de participação de administrados, diretamente ou por meio de organizações e associações legalmente reconhecidas.

Art. 34. Os resultados da consulta e audiência pública e de outros meios de participação de administrados deverão ser apresentados com a indicação do procedimento adotado.

¹³¹ Art. 39. Sempre que o valor estimado para uma licitação ou para um conjunto de licitações simultâneas ou sucessivas for superior a 100 vezes o limite previsto no art. 23, inciso I, alínea "c" desta Lei, o processo licitatório será iniciado, obrigatoriamente, com uma audiência pública realizada pela autoridade responsável, com antecedência mínima de 15 (quinze) dias úteis da data prevista para a publicação do edital. A audiência deverá ser divulgada, com a antecedência mínima de 10 dias úteis de sua realização, pelos mesmos meios previstos para a publicidade da licitação, garantindo que todos os interessados tenham acesso às informações pertinentes e o direito de se manifestar.

¹³² Art. 9º Serão objeto de consulta pública, previamente à tomada de decisão pelo conselho diretor ou pela diretoria colegiada, as minutas e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

para o aprimoramento contínuo do marco regulatório, inclusive sendo destacada por organismos internacionais, como a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como um elemento-chave para a formulação de políticas públicas eficientes e legítimas¹³³.

Essa tendência de fortalecimento da participação social também se reflete na evolução normativa sobre o tema, com a previsão de mecanismos de consulta e interação sendo gradualmente consolidada nas leis e regulamentações que regem a atuação das agências reguladoras do setor.

A participação social permite que atores sociais específicos influenciem o processo de formulação e implementação de políticas públicas, promovendo a legitimidade da política regulatória, conferindo maior transparência aos procedimentos decisórios e permitindo uma forma de prestação direta de contas à sociedade (*accountability horizontal*)¹³⁴.

Ademais, a teoria econômica indica que "falhas de informação formam um dos principais obstáculos para que o Estado intervenha de forma eficiente sobre atividades econômicas". Nesse contexto, a participação social pode ser compreendida como um meio de "produção de informações úteis ao regulador, que servirão para melhorar a qualidade das decisões regulatórias"¹³⁵.

Neste capítulo, serão abordados os principais instrumentos de participação pública utilizados pelas agências reguladoras, como consultas públicas, consultas prévias e análises de impacto regulatório (AIR), destacando suas características, evolução normativa e contribuições para a evolução da regulação do setor de petróleo e gás natural. Serão discutidos também outros

¹³³ BARBOSA, Luísa Tristão; SCHNEIDER, Mariana; SANTANA, Priscila Raquel de Oliveira; LEME, Taciana Neto. Linguagem simples no processo regulatório: a experiência da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). In: **Boas práticas regulatórias: programa de aprimoramento da qualidade da regulação brasileira**. Brasília: Controladoria-Geral da União, 2024. cap. 1, p. 17.

¹³⁴ GOMES, Lucas Thevenard; CACCIA SALINAS, Natasha Schmitt; SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Propostas para assegurar a efetividade das consultas e audiências públicas nos processos regulatórios. In: **Boas práticas regulatórias: programa de aprimoramento da qualidade da regulação brasileira**. Brasília: Controladoria-Geral da União, 2024, p.71..

¹³⁵ GOMES, Lucas Thevenard; CACCIA SALINAS, Natasha Schmitt; SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Propostas para assegurar a efetividade das consultas e audiências públicas nos processos regulatórios. In: **Boas práticas regulatórias: programa de aprimoramento da qualidade da regulação brasileira**. Brasília: Controladoria-Geral da União, 2024, p.72.

mecanismos participativos, como tomadas de subsídios, reuniões técnicas e diálogos setoriais, que se destacam pela flexibilidade e capacidade de coleta de informações diretamente dos agentes afetados pela regulação, especialmente em um mercado dinâmico como o de petróleo e gás, onde as condições o mercado muda rapidamente e a inovação é constante.

5.2. Considerações para a efetividade dos mecanismos participativos

Para que a participação social na evolução regulatória seja realmente eficaz, é necessário que os mecanismos adotados sejam vistos não apenas como etapas obrigatórias, mas como ferramentas estratégicas para a construção de uma regulação mais eficiente e equilibrada. A interação constante entre reguladores e regulados permite que o marco regulatório evolua de maneira mais dinâmica, respondendo às transformações do mercado e fomentando a inovação.

No setor de petróleo e gás natural, onde o equilíbrio entre segurança jurídica e competitividade é essencial, o fortalecimento dos mecanismos de participação social pode ser o diferencial para garantir que a regulação caminhe sempre ao lado das necessidades de um mercado em constante transformação. Especialmente considerando o surgimento de novos players, como as empresas independentes que atuam em campos maduros e marginais, é crucial que a regulação acompanhe essa evolução do mercado.

Nesse contexto, as agências reguladoras devem garantir que todas as partes afetadas pela regulação, inclusive os novos atores como as empresas independentes, estejam devidamente representadas nos estágios iniciais do processo regulatório. Isso é fundamental para minimizar os riscos de captura regulatória, quando grupos de interesse mais poderosos influenciam desproporcionalmente as decisões normativas, comprometendo a competitividade do setor e favorecendo as grandes corporações em detrimento das empresas menores.

O fortalecimento dos mecanismos de participação social, como as consultas públicas amplamente divulgadas e acessíveis a todos os interessados, torna-se essencial para garantir que a evolução da regulação atenda às necessidades de todos os agentes envolvidos, promovendo a inovação e o desenvolvimento de novos modelos de negócios. Ao obter informações e contribuições de uma gama diversificada de atores, as agências podem aprimorar a qualidade

das decisões regulatórias, antecipando os pontos mais sensíveis e adaptando suas escolhas para atingir seus objetivos de forma mais eficaz e com menor resistência do setor.

Dessa forma, a adoção efetiva de instrumentos participativos ao longo de todo o processo regulatório pode ser determinante para garantir que a regulação acompanhe as transformações do mercado dinâmico de petróleo e gás natural, promovendo a competitividade e a segurança jurídica possível para o desenvolvimento de novos negócios e modelos de atuação, como o das empresas independentes.

5.3. Perspectivas futuras e aprimoramento dos mecanismos participativos

A indústria do petróleo brasileira tem passado por transformações significativas nas últimas décadas, com a emergência de um novo mercado caracterizado pela presença crescente de empresas independentes. Neste contexto, os mecanismos de participação pública têm desempenhado um papel crucial como instrumentos de evolução regulatória e de acomodação destes novos *players* no cenário energético nacional.

A participação social na regulação do setor petrolífero brasileiro emerge como um pilar fundamental na construção de um sistema regulatório mais transparente, legítimo e responsável às necessidades do mercado em evolução. Em um cenário onde a dinâmica do setor se torna cada vez mais complexa, a inclusão da sociedade civil e, particularmente, das empresas independentes nos processos decisórios e na formulação de políticas públicas regulatórias torna-se essencial para a manutenção de um ambiente de negócios competitivo e inovador.

Em que pese a legitimidade do poder estatal e da função reguladora, esta está intrinsecamente ligada à efetivação de procedimentos administrativos que permitem a participação ativa de indivíduos e grupos sociais na formulação de decisões públicas. No contexto da "Administração Pública Consensual", a processualização administrativa, a participação popular e a busca pela eficiência estatal são elementos cruciais que devem orientar todo o ciclo regulatório, desde a formulação até o controle dos atos regulatórios.

Nesse sentido, Oliveira defende que:

A previsão da deliberação pública no processo de formulação da política regulatória é uma forma de reforçar a legitimidade das agências reguladoras, que tem sido questionada pela excessiva concentração de poderes (administrativos, normativos e judicantes) no rol de competências dessas entidades administrativas (Oliveira, 2015, p. 205).¹³⁶

Da mesma forma, disserta Floriano de Azevedo:

É essencial à noção de moderna regulação que o ente regulador estatal dialogue e interaja com os agentes sujeitos à atividade regulatória buscando não apenas legitimar a sua atividade, como tornar a regulação mais qualificada por quanto mais aderente às necessidades e perspectivas da sociedade (Marques Neto, 2009, p.32)¹³⁷.

A inclusão da deliberação pública no processo de formulação da política regulatória representa um importante diálogo entre regulamentados e reguladores. Esse diálogo permite a apresentação das aspirações daqueles que são diretamente afetados pela política regulatória, contribuindo para conciliar o clássico debate entre democracia popular e tecnocracia.

As leis que instituíram as agências reguladoras brasileiras confirmam a importância desse processo participativo, consagrando canais como as audiências e consultas públicas, que são fundamentais para garantir a legitimidade e eficácia das decisões regulatórias¹³⁸.

Além de seu potencial legitimador, a participação setorial dos agentes regulados no processo regulatório contribui significativamente para o planejamento público eficiente. O planejamento, entendido como a programação que seleciona objetivos, indica meios e define metas para a atuação estatal, é essencial para escolhas racionais de prioridades públicas, especialmente em um contexto de recursos limitados e múltiplos interesses a serem atendidos.

¹³⁶ OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. **Novo perfil da regulação estatal:** Administração pública de resultados e análise de impacto regulatório. Rio de Janeiro: Forense, 2015.

¹³⁷ MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. *Agências reguladoras independentes: fundamentos e seu regime jurídico*. 1. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2009.

¹³⁸ GOMES, Lucas Thevenard; CACCIA SALINAS, Natasha Schmitt; SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Propostas para assegurar a efetividade das consultas e audiências públicas nos processos regulatórios. In: **Boas práticas regulatórias: programa de aprimoramento da qualidade da regulação brasileira**. Brasília: Controladoria-Geral da União, 2024. p. 72.

Assim, ao incorporar a participação dos agentes regulados neste processo, o Estado não apenas cumpre seu dever de planejamento, mas também garante que as intervenções na ordem econômica sejam mais alinhadas com as realidades e necessidades do setor, promovendo assim um desenvolvimento econômico mais equilibrado e eficaz.

O conceito de participação pública na regulação do setor petrolífero está intrinsecamente ligado à evolução da própria noção de governança regulatória. Esta visão reflete uma compreensão mais dinâmica e participativa da regulação, onde o diálogo contínuo entre os órgãos reguladores, as empresas do setor (incluindo as independentes) e a sociedade civil é fundamental para a legitimidade e eficácia das decisões regulatórias.

Os mecanismos de participação pública na regulação da indústria do petróleo brasileira podem assumir diversas formas. Tais processos não apenas democratizam a tomada de decisões, mas também permitem que as empresas independentes vocalizem suas preocupações e propostas, contribuindo para uma evolução regulatória que considere as particularidades deste segmento do mercado.

Embora tenha havido avanços significativos na implementação de mecanismos participativos no setor petrolífero brasileiro, é evidente que ainda há margem para aperfeiçoamento. Este aprimoramento é particularmente crucial no que diz respeito à acomodação das empresas independentes. Sendo certo que o desafio atual reside não apenas em ampliar o alcance da participação pública, mas em torná-la mais eficaz e relevante para todos os agentes do setor.

É necessário desenvolver estratégias que permitam a estas empresas contribuir de forma mais substancial para o processo regulatório, assegurando que suas perspectivas únicas e os desafios intrínsecos à operação de seus ativos sejam adequadamente considerados na formulação de políticas e das normas regulatórias.

Ao aprimorar esses mecanismos, busca-se criar um ambiente regulatório mais equitativo e dinâmico, capaz de fomentar a inovação e a competitividade no setor, ao mesmo tempo em que se garante uma representação mais equilibrada dos diversos interesses em jogo na indústria petrolífera brasileira.

Por fim, é crucial ressaltar que a eficácia dos mecanismos de participação pública na regulação da indústria do petróleo brasileira transcende sua mera existência formal. A verdadeira efetividade desses instrumentos depende de uma implementação cuidadosa e de um compromisso contínuo e genuíno com a transparência e a responsividade por parte dos órgãos reguladores.

A simples abertura de espaços formais para a apresentação de contribuições, embora seja um passo importante, não é suficiente para garantir uma participação significativa e impactante. É fundamental que haja uma disposição real e proativa dos órgãos envolvidos na elaboração do arcabouço regulatório da indústria do petróleo em considerar, de forma séria e profunda, as particularidades e necessidades específicas das empresas independentes no processo de aprimoramento das normas.

A implementação de processos robustos de avaliação de impacto regulatório, que considerem explicitamente os efeitos das propostas normativas sobre as empresas independentes, é fundamental para garantir que as particularidades desse segmento sejam devidamente consideradas na tomada de decisões regulatórias.

Ainda, é essencial fomentar uma cultura organizacional dentro dos órgãos reguladores que valorize genuinamente a participação pública e a diversidade de perspectivas, o que implica uma mudança de mentalidade que concebe as contribuições externas não como obstáculos, mas como recursos valiosos para o aprimoramento regulatório.

Quanto a isso, como bem alerta Irene Patrícia Nohara (2011, p. 99)¹³⁹, para que mecanismos de participação popular alcancem o objetivo de “ser reflexo de manifestação da soberania popular”, os agentes públicos necessitam adotar “posturas éticas, evitando direcionar os debates, de forma autoritária, para um entendimento preestabelecido.”

À medida que o setor enfrenta desafios cada vez mais complexos, o fortalecimento e aprimoramento contínuo desses mecanismos participativos tornam-se imperativos para a manutenção de um sistema regulatório robusto, eficiente e capaz de promover um ambiente de

¹³⁹ NOHARA, Irene. **Participação popular no processo administrativo: consulta, audiência pública e outros meios de interlocução comunitária na gestão democrática dos interesses públicos.** In: NOHARA, Irene; PRAXEDES, Marco (orgs.). Processo administrativo: temas polêmicos da Lei nº 9.784/99. São Paulo: Atlas, 2011.

negócios dinâmico e inclusivo para todos os players do mercado, incluindo as empresas independentes.

A seguir, serão desdoblados dois dos principais mecanismos que podem ser importantes ferramentas de aprimoramento da regulação do setor petrolífero.

5.4. Consultas Públicas

As audiências e consultas públicas são mecanismos fundamentais de participação social no âmbito da regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil. Estes instrumentos, previstos em diversos dispositivos legais, desempenham um papel crucial na promoção da transparência, da eficácia regulatória e da democratização do processo decisório no setor.

A base legal para a realização de audiências e consultas públicas é ampla e multifacetada. O artigo 29 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB) estabelece a possibilidade de consulta pública prévia à edição de atos normativos por autoridade administrativa, exceto para atos de mera organização interna.¹⁴⁰

Como bem ressalta Gustavo Justino de Oliveira (2019, p. 457)¹⁴¹: “[...] a promulgação da LINDB, mormente seus artigos 26 e 29, acaba por reforçar a institucionalização da participação popular no sistema administrativo brasileiro”. Esta disposição reflete um movimento em direção a uma Administração Pública mais dialógica, que busca ouvir os administrados sobre as decisões e atos que virá a tomar.

A Lei de Processo Administrativo (Lei nº 9.784/1999) reforça essa abordagem, especialmente em seus artigos 31, 32, 33 e 35. O artigo 31, em particular, disciplina a consulta pública, estabelecendo que quando a matéria do processo envolver assunto de interesse geral, o

¹⁴⁰ Decreto-lei nº 4.657/1942. Art. 29. Em qualquer órgão ou Poder, a edição de atos normativos por autoridade administrativa, salvo os de mera organização interna, poderá ser precedida de consulta pública para manifestação de interessados, preferencialmente por meio eletrônico, a qual será considerada na decisão.

¹⁴¹ OLIVEIRA, Gustavo Justino. **A expansão da consulta pública: vetores de eficiência, responsividade e legitimidade da atividade normativa administrativa.** In: CUNHA FILHO, Alexandre; ISSA, Rafael; SCHWIND, Rafael (orgs.). Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – Anotada: Decreto-Lei n. 4657, de 4 de Setembro de 1942. São Paulo: Quartier Latin, 2019.

órgão competente poderá, mediante despacho motivado, abrir período de consulta pública para manifestação de terceiros, antes da decisão do pedido, se não houver prejuízo para a parte interessada.¹⁴²

No entanto, é a Lei das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848/2019) que traz as disposições mais específicas e detalhadas sobre esses mecanismos no contexto da regulação setorial. O artigo 9º desta lei torna obrigatória a realização de consulta pública para minutas e propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados (Brasil, 2019).

De acordo com esta lei, a consulta pública é definida como o instrumento de apoio à tomada de decisão por meio do qual a sociedade é consultada previamente, através do envio de críticas, sugestões e contribuições por quaisquer interessados, sobre proposta de norma regulatória aplicável ao setor de atuação da agência reguladora (Brasil, 2019).

A lei estabelece um prazo mínimo de 45 dias para a duração da consulta pública, ressalvados casos excepcionais de urgência e relevância. Além disso, a agência reguladora é obrigada a disponibilizar o relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), estudos, dados e material técnico que fundamentam as propostas submetidas à consulta (Brasil, 2019).

Quanto às audiências públicas, o artigo 10 da Lei das Agências Reguladoras confere à agência o poder de convocá-las para formação de juízo e tomada de decisão sobre matéria considerada relevante. A audiência pública é definida como o instrumento de apoio à tomada de decisão por meio do qual é facultada a manifestação oral por quaisquer interessados em sessão pública previamente destinada a debater matéria relevante (Brasil, 2019).

No contexto do setor petrolífero brasileiro, esses mecanismos de participação pública ganham relevância ainda maior diante das transformações recentes do mercado. O surgimento e a consolidação de empresas independentes de exploração e produção de petróleo e gás natural têm alterado significativamente a dinâmica do setor, tradicionalmente dominado por grandes players internacionais e pela Petrobras.

¹⁴² Lei 9.874/99, Art. 31. Quando a matéria do processo envolver assunto de interesse geral, o órgão competente poderá, mediante despacho motivado, abrir período de consulta pública para manifestação de terceiros, antes da decisão do pedido, se não houver prejuízo para a parte interessada

Para essas empresas independentes, muitas vezes de menor porte e com estruturas operacionais mais enxutas, as audiências e consultas públicas se apresentam como ferramentas valiosas para expressar suas demandas, preocupações e sugestões diretamente ao órgão regulador. A participação ativa nestes processos permite que a ANP tenha uma compreensão mais abrangente e detalhada das necessidades e desafios enfrentados por este segmento emergente do mercado.

Do ponto de vista prático, o processo de audiência pública na ANP envolve a divulgação prévia de uma data e local para a sessão, bem como a disponibilização de documentos pertinentes ao tema em discussão. A lei exige que a abertura do período de audiência pública seja precedida de despacho ou aviso publicado no Diário Oficial da União e em outros meios de comunicação com antecedência mínima de 5 dias úteis.¹⁴³

As consultas públicas, por sua vez, são realizadas por meio do site da ANP, onde são disponibilizados os documentos relevantes e um formulário para envio de contribuições. A lei determina que as críticas e sugestões encaminhadas pelos interessados devem ser disponibilizadas na sede da agência e no respectivo sítio na internet em até 10 dias úteis após o término do prazo da consulta pública¹⁴⁴.

Um aspecto crucial desses mecanismos é a obrigatoriedade, por parte da ANP, de analisar e responder a todas as contribuições recebidas. A lei estabelece que o posicionamento da agência reguladora sobre as críticas ou contribuições apresentadas deve ser disponibilizado em até 30 dias úteis após a reunião do conselho diretor ou da diretoria colegiada para deliberação final sobre a matéria¹⁴⁵.

¹⁴³ Lei 13.848 de 209. Art. 10º § 2º A abertura do período de audiência pública será precedida de despacho ou aviso de abertura publicado no Diário Oficial da União e em outros meios de comunicação com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis.

¹⁴⁴ Lei 13.848 de 209. Art. 9º, § 4º As críticas e as sugestões encaminhadas pelos interessados deverão ser disponibilizadas na sede da agência e no respectivo sítio na internet em até 10 (dez) dias úteis após o término do prazo da consulta pública.

¹⁴⁵ Lei 13.848 de 209. Art. 9º, § 5º O posicionamento da agência reguladora sobre as críticas ou as contribuições apresentadas no processo de consulta pública deverá ser disponibilizado na sede da agência e no respectivo sítio na internet em até 30 (trinta) dias úteis após a reunião do conselho diretor ou da diretoria colegiada para deliberação final sobre a matéria.

Para as empresas independentes, a participação nesses processos oferece uma oportunidade única de influenciar diretamente o ambiente regulatório em que operam. Ao expressarem suas perspectivas e necessidades específicas, essas empresas contribuem para a criação de um marco regulatório mais equilibrado e inclusivo, que leve em conta as diferentes realidades dos atores do setor.

Além disso, as audiências e consultas públicas servem como um canal de comunicação bilateral entre o regulador e o mercado. Enquanto as empresas têm a chance de apresentar suas demandas, a ANP pode utilizar esses espaços para explicar suas propostas regulatórias, esclarecer dúvidas e colher insights valiosos sobre os potenciais impactos de suas decisões.

É importante ressaltar que a efetividade desses mecanismos depende não apenas de sua existência formal, mas também do engajamento ativo e qualificado dos participantes. Nesse sentido, é fundamental que as empresas independentes se organizem e se preparem adequadamente para contribuir de forma substancial nesses processos, apresentando argumentos bem fundamentados e propostas concretas.

Por fim, cabe destacar que as audiências e consultas públicas, ao promoverem uma maior transparência e participação no processo regulatório, contribuem para o fortalecimento da segurança jurídica e da previsibilidade regulatória no setor. Isso, por sua vez, tende a criar um ambiente mais propício para investimentos e inovações, beneficiando não apenas as empresas independentes, mas todo o ecossistema do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

Em conclusão, as audiências e consultas públicas perante a ANP, respaldadas por um robusto arcabouço legal, representam mecanismos essenciais para a adaptação do marco regulatório às novas realidades do mercado petrolífero brasileiro, especialmente no que diz respeito à acomodação das demandas das empresas independentes.

Ao proporcionar um espaço de diálogo e contribuição, esses instrumentos não apenas melhoraram a qualidade da regulação, mas também fortalecem a legitimidade das decisões regulatórias, contribuindo para um setor mais dinâmico, competitivo e alinhado com os interesses diversos de seus participantes.

5.5. Análise de Impacto Regulatório - AIR

A Análise de Impacto Regulatório (AIR), que pode ser conceituada como uma ferramenta para melhoria da qualidade regulatória que traz maior robustez técnica para subsidiar a tomada de decisão, emerge como um instrumento crucial para o aprimoramento do processo de criação e revisão de normas regulatórias no Brasil, especialmente no contexto da indústria do petróleo e da acomodação das empresas independentes.

A Análise de Impacto Regulatório (“AIR”) é definida nas Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de AIR, documento elaborado pela Casa Civil da Presidência da República, como um “processo sistemático de análise baseado em evidências que busca avaliar, a partir da definição de um problema regulatório, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance dos objetivos pretendidos” (Brasil, 2018).¹⁴⁶

Segundo a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (“OCDE”), trata-se de instrumento que auxilia o processo de tomada de decisão, ao ajudar a prover a maior quantidade possível de informações objetivas sobre os potenciais custos e benefícios de determinada intervenção regulatória, assegurando a avaliação crítica de alternativas para solucionar o problema identificado (OCDE, 2021)¹⁴⁷.

Ainda segundo a Organização, um sistema de AIR bem-sucedido pode auxiliar na promoção de efetividade, eficiência e coerência, ao mostrar os trade-offs inerentes às alternativas disponíveis. Desde 2021, todos os países membros da OCDE preveem, de alguma forma, a obrigação de se realizar análise de impacto regulatório (OCDE, 2021).

Assim, a AIR é um processo sistemático que busca orientar a tomada de decisão regulatória com base em evidências. A partir da definição de um problema e dos objetivos a serem atingidos, a AIR identifica e avalia as opções normativas e não normativas disponíveis,

¹⁴⁶ BRASIL. Casa Civil da Presidência da República. **Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR**. Brasília: Presidência da República, 2018.

¹⁴⁷ OCDE Regulatory policy outlook 2021. Disponível em: [https://www.oecdilibrary.org/sites/38b0fdb1-en/index.html?itemId=/content/publication/38b0fdb1-en>](https://www.oecdilibrary.org/sites/38b0fdb1-en/index.html?itemId=/content/publication/38b0fdb1-en). Acesso em: 20 set. 2024.

além de analisar a efetividade dessas opções na resolução do problema, considerando também suas consequências potenciais, tanto positivas.¹⁴⁸

A importância deste mecanismo é evidenciada pela necessidade de equilibrar os interesses dos diversos agentes do setor petrolífero, incluindo as grandes operadoras e as empresas independentes. O processo sistemático da AIR permite que todos os impactos das normas sejam cuidadosamente avaliados antes de sua implementação, assegurando que a regulamentação seja proporcional e eficiente¹⁴⁹.

Para as empresas independentes, que geralmente possuem menor capacidade financeira e tecnológica em comparação com as grandes operadoras, a AIR garante que as regulamentações considerem suas características particulares, promovendo um ambiente de negócios mais competitivo e menos oneroso.

A exigência deste mecanismo reflete a seriedade do planejamento regulatório e se configura como um requisito prévio necessário à implantação de qualquer inovação relevante na regulação setorial. Como destaca Marçal Justen Filho, "essa solução é adotada na generalidade dos países democráticos. Consiste na avaliação dos custos, dos benefícios e dos efeitos das inovações regulatórias pretendidas" (Justen Filho, 2023, p. 978). Esta abordagem visa assegurar que as decisões regulatórias sejam baseadas em evidências sólidas e considerem os potenciais impactos em todos os setores afetados.

Conforme define a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), a AIR é "uma ferramenta que examina e mensura os benefícios, custos e efeitos prováveis de uma regulação nova ou já existente" (Oliveira, 2015, p. 260). Este mecanismo visa assegurar que o desenvolvimento regulatório seja conduzido de maneira responsável e

¹⁴⁸PORTO, Antônio José Maristrello; GAROUPE, Nuno; GUERRA, Sérgio. **Análise de Impacto Regulatório: dimensões econômicas de sua aplicação.** *Economic Analysis of Law Review*, Universidade Católica de Brasília, Brasília, v. 10, n. 2, p. 173-190, maio/ago. 2019.

¹⁴⁹ "A AIR é um dos principais instrumentos voltados à melhoria da qualidade regulatória. Consiste num processo sistemático de análise baseado em evidências que busca avaliar, a partir da definição de um problema regulatório, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance dos objetivos pretendidos. Tem como finalidade orientar e subsidiar a tomada de decisão e, em última análise, contribuir para que as ações regulatórias sejam efetivas, eficazes e eficientes." Guia Orientativo Para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR). Disponível em: <<http://www.casacivil.gov.br/regulacao/consulta-publica/consulta-publica001-2017-diretrizes-e-guia-air-pasta/abertura/anexo-v-guia-air.pdf>>. Acesso em: 14.09.2024.

participativa, considerando os interesses de diversos atores envolvidos, como governos, empresas e a sociedade civil.

No Brasil, algumas agências reguladoras já adotavam essa prática desde 2010¹⁵⁰. Contudo, o marco legal da AIR no Brasil foi oficialmente estabelecido por duas leis cruciais: a Lei nº 13.848/2019, conhecida como a Nova Lei das Agências Reguladoras, e a Lei nº 13.874/2019, denominada Lei da Liberdade Econômica. Estas leis tornaram a AIR obrigatória para qualquer proposta de criação ou alteração de atos normativos de interesse geral.

Conforme estabelecido no Art. 5º da Lei da Liberdade Econômica:

As propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal, incluídas as autarquias e as fundações públicas, serão precedidas da realização de análise de impacto regulatório, que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico (Brasil, 2019).

Esta obrigatoriedade foi reforçada com o advento da Lei nº. 13.848/2019, por meio da qual, a AIR tornou-se obrigatória para todas as agências reguladoras federais, conforme se observa da redação do art. 6º:

Art. 6º A adoção e as propostas de alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados serão, nos termos de regulamento, precedidas da realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), que conterá informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo (Brasil, 2019).

O Decreto nº 10.411/2020¹⁵¹ veio regulamentar essas disposições legais, definindo a AIR como um "procedimento, a partir da definição de problema regulatório, de avaliação prévia à edição dos atos normativos de que trata este Decreto, que conterá informações e dados sobre os seus prováveis efeitos, para verificar a razoabilidade do impacto e subsidiar a tomada de decisão" (Brasil, 2020). Este decreto estabelece um conjunto de quesitos mínimos que devem

¹⁵⁰ OCDE (2021). **Regulatory Reform in Brazil**. In: OECD Reviews of Regulatory Reform. Disponível em: <https://www.oecd.org/competition/regulatory-reform-in-brazil-d81c15d7-en.html>.

¹⁵¹ BRASIL. **Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020**. Regulamenta a Análise de Impacto Regulatório (AIR) e dispõe sobre a elaboração, a revisão e a consolidação de atos normativos inferiores a decreto. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 01 jul. 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10411.htm. Acesso em: 10/08/2024.

ser analisados, incluindo custos e benefícios, impactos sobre a concorrência e a inovação, e efeitos sobre o bem-estar social.

A ausência da AIR, como ressalta Justen Filho, "reveia a carência de meditação e ponderação sobre as providências pretendidas. Traduz uma decisão subjetiva, desvinculada de fundamentos técnico-científicos" (Justen Filho, 2023, p. 979).

Esta observação destaca a importância crítica da AIR no processo regulatório. Sendo certo que, em se tratando de decisões significativas, a inexistência da Análise de Impacto Regulatório constitui-se em defeito insanável e insuperável. Isso porque a autoridade administrativa não pode impor à sociedade alterações radicais e relevantes sem avaliar minuciosamente os efeitos decorrentes.

Nesse sentido, confira-se o entendimento da doutrina:

De outra monta, insista-se que a omissão estatal na elaboração da AIR consistiria em inaceitável e autoritário abuso do direito de regular dada atividade. A lei elegeu esse instrumento como método de trabalho, subtraindo a opção do administrador, qual seja, há integral vinculação no uso dessa ferramenta. A AIR integra o devido processo legal para a edição de atos regulatórios, sendo etapa formal e obrigatória a todos os documentos deste jaez, desde que considerados elegíveis para tal, nos termos de regulamento. A partir daí, é possível que seus efeitos sejam sustados judicialmente, caso não sejam levados a cabo em ação judicial que culmine, afinal, na anulação do ato (Cardoso; Soares, 2022, p. 158-159).¹⁵²

No contexto da indústria do petróleo, e particularmente na acomodação das empresas independentes, a AIR se torna um instrumento vital. Ela permite uma análise mais objetiva sobre os possíveis efeitos das decisões regulatórias, oferecendo uma base técnica que pode ser utilizada para ajustar as propostas antes de sua formalização. Isso é especialmente relevante para as empresas independentes, que operam principalmente em campos maduros e marginais, e necessitam de um ambiente regulatório que leve em conta suas especificidades.

A AIR também desempenha um papel crucial na promoção da participação pública e da transparência no processo regulatório. Através de consultas e audiências públicas, as empresas independentes, consumidores e outros agentes da sociedade civil podem contribuirativamente

¹⁵² CARDOSO, Henrique Ribeiro; SOARES, Alexandre Augusto Rocha. Direito subjetivo à regulação eficiente: a natureza dúplice da Análise de Impacto Regulatório. *Revista de Direito Administrativo*, v. 281, n. 2, p. 139-174, maio/ago. 2022.

para o processo, expressando suas preocupações, sugerindo alterações e apontando os impactos potenciais de novas regulações. Este aspecto participativo da AIR é fundamental para o fortalecimento da governança regulatória¹⁵³, assegurando que as necessidades específicas das empresas independentes sejam consideradas no desenvolvimento de novas normas.

A legitimidade democrática das decisões regulatórias é significativamente reforçada pela AIR. Como destaca Rafael Oliveira, a AIR efetiva os ideais de democracia deliberativa, superando as limitações da democracia representativa tradicional. Em um contexto de Estado pluriclasse, onde existe uma multiplicidade de interesses a serem atendidos, a AIR proporciona um mecanismo de participação direta e ponderação de diferentes perspectivas na formulação de políticas regulatórias (Oliveira, 2015).

Além disso, a AIR contribui para o desenvolvimento de políticas públicas que facilitam a entrada e a operação de novas empresas no mercado de petróleo. As empresas independentes, em particular, muitas vezes dependem de regulamentações mais flexíveis e incentivos específicos, dado que operam em campos de menor produtividade. A análise aprofundada dos impactos econômicos, sociais e ambientais prevista na AIR garante que as decisões regulatórias sejam adaptadas às realidades desse segmento, evitando normas excessivas que poderiam limitar sua atuação ou criar barreiras desnecessárias à sua sobrevivência no mercado. (IBRAC, 2019, p. 72).

A promoção da transparência e previsibilidade no ambiente regulatório é outro benefício importante da AIR. Para as empresas independentes, que frequentemente enfrentam incertezas financeiras e operacionais, é essencial que as normas sejam elaboradas de maneira clara e com base em critérios técnicos bem definidos. A AIR ajuda a criar essa previsibilidade, uma vez que obriga as agências reguladoras a justificarem suas decisões com base em evidências, tornando o processo regulatório mais aberto e responsável.

A resolução de conflitos entre diferentes interesses no setor também é facilitada pela AIR. Ao fornecer um processo estruturado para a avaliação de alternativas e impactos, a AIR permite que as partes interessadas, incluindo as empresas independentes, discutam e negociem soluções

¹⁵³ OECD (2020), **Regulatory Impact Assessment**, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy, OECD Publishing, Paris, p. 34. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/7a9638cb-en>.

regulatórias que equilibrem suas necessidades com os objetivos de longo prazo da política energética do país. Esse processo ajuda a evitar decisões regulatórias precipitadas ou unilaterais, promovendo uma regulação mais inclusiva e equilibrada.

É importante reiterar que a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) conduziu um estudo sobre o sistema regulatório brasileiro, enfatizando a necessidade de adoção generalizada da AIR. Esta recomendação reforça a importância da AIR como uma prática essencial para a melhoria da qualidade regulatória em todos os setores da administração pública (OCDE, 2022)¹⁵⁴.

Para mitigar problemas regulatórios, é crucial que as agências reguladoras ampliem o uso de instrumentos de participação nas fases iniciais do processo normativo. A AIR deve ser vista como um instrumento essencial para embasar decisões regulatórias, garantindo que as normas propostas sejam fruto de uma avaliação criteriosa dos seus impactos econômicos, sociais e ambientais. No entanto, é importante ressaltar que a AIR também precisa ser complementada por outros mecanismos de participação social, de modo que as percepções dos regulados sejam incorporadas desde o início do processo.¹⁵⁵

Em conclusão, a Análise de Impacto Regulatório se consolida como um instrumento fundamental para a evolução regulatória e para a acomodação das empresas independentes no setor de petróleo brasileiro. Ao garantir que a criação e alteração de normas sejam baseadas em evidências e em um processo de consulta pública robusto, a AIR promove um ambiente de negócios mais competitivo, inovador e sustentável.

Para as empresas independentes, esse mecanismo oferece uma proteção vital contra regulamentações desproporcionais, ao mesmo tempo em que cria oportunidades para que suas vozes sejam ouvidas no processo regulatório, contribuindo assim para o desenvolvimento equilibrado e sustentável do setor petrolífero nacional.

¹⁵⁴ OECD (2022), Reforma Regulatória no Brasil, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/f7455d72-pt>. P. 142.

¹⁵⁵ OECD (2022), Reforma Regulatória no Brasil, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/f7455d72-pt>. P. 92.

CONCLUSÕES

A indústria petrolífera brasileira vivenciou uma profunda transformação nas últimas décadas, migrando de um modelo monopolista para um sistema mais aberto à participação privada. Essa mudança paradigmática, impulsionada pela promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), inaugurou uma nova era no setor, marcada pela diversificação de atores e pela busca por maior eficiência na exploração dos recursos petrolíferos nacionais. Nesse contexto, a atuação do Estado como agente indutor do desenvolvimento setorial, especialmente no que tange à exploração de campos maduros e marginais por empresas independentes, tem se mostrado crucial para garantir a sustentabilidade e a competitividade da indústria a longo prazo.

A criação da ANP, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) consolidou um marco regulatório mais moderno e dinâmico para o setor. A ANP, em conjunto com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), tem atuado na criação de mecanismos que visam estimular a participação de empresas independentes na exploração de campos maduros e marginais, reconhecendo o papel estratégico deste segmento para o desenvolvimento econômico e social do país. Dentre as principais medidas adotadas, destacam-se a implementação de rodadas de licitações específicas para blocos localizados em bacias maduras, a simplificação de procedimentos para a cessão de direitos de exploração e a redução de royalties para produção incremental em campos maduros.

A Resolução ANP nº 749/2018, que regulamenta a concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros, é um exemplo emblemático da importância da participação pública no processo regulatório. A ampla participação de stakeholders, incluindo empresas independentes, governos estaduais e representantes da sociedade civil, permitiu que a resolução fosse elaborada de forma a contemplar as necessidades e os desafios específicos da exploração de campos maduros. Este caso demonstra como a ANP pode atuar de forma proativa e inovadora, utilizando sua competência regulatória para criar um ambiente de negócios mais favorável ao desenvolvimento do setor e à atração de investimentos.

No entanto, apesar dos avanços significativos alcançados, a regulação do setor petrolífero brasileiro ainda apresenta desafios a serem superados. A Resolução CNPE nº 5/2022, que estabelece diretrizes para o enquadramento e os incentivos para campos e acumulações de

economicidade marginal, embora represente um passo importante para a dinamização da exploração desses ativos, carece de norma específica que a regulamente. Além disso, a exclusão de uma parcela considerável de campos considerados marginais pela indústria, mas que não se enquadram nos critérios estabelecidos pela resolução, evidencia a necessidade de um aperfeiçoamento contínuo da regulação, com vistas a garantir um tratamento mais justo e equitativo a todos os *players* do mercado.

Nesse sentido, o fortalecimento dos mecanismos de participação social, como consultas públicas, audiências públicas e a Análise de Impacto Regulatório (AIR), torna-se crucial para garantir que a regulação acompanhe as transformações do setor e atenda às necessidades de todos os agentes envolvidos, especialmente das empresas independentes. Além de contribuir para a legitimidade democrática das decisões e para a construção de um ambiente regulatório mais estável e favorável ao desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro.

O caso específico da revisão do Preço de Referência do Petróleo, analisado através da CP 18/23, não apenas ilustrou questões cruciais relacionadas à segurança jurídica e à legítima expectativa dos agentes econômicos, mas também evidenciou uma lacuna ainda muito nítida na capacidade da regulação de se adaptar às diferentes circunstâncias operacionais e econômicas das empresas do setor. Este processo revelou que, apesar dos avanços regulatórios, persiste uma dificuldade significativa em criar normas e metodologias que reconheçam e se ajustem adequadamente à diversidade de contextos nos quais as empresas operam, especialmente no que tange aos campos maduros e marginais.

Esta lacuna adaptativa da regulação representa um desafio crucial para o setor petrolífero brasileiro, pois pode resultar em distorções competitivas e ineficiências econômicas. A falta de flexibilidade regulatória para lidar com as especificidades de diferentes tipos de campos e empresas pode desestimular investimentos em áreas potencialmente produtivas, mas que demandam abordagens regulatórias diferenciadas. Assim, o aprimoramento da capacidade regulatória de se adaptar a contextos diversos emerge como um imperativo para o desenvolvimento sustentável e equilibrado do setor, particularmente no que diz respeito à exploração eficiente de campos maduros e marginais.

Dante do exposto, conclui-se que o futuro da regulação do setor petrolífero brasileiro, especialmente no que tange aos campos maduros e marginais, depende de um delicado

equilíbrio entre fomento à inovação, garantia de segurança jurídica e alinhamento com os objetivos da Política Energética Nacional. A evolução regulatória deve ser pautada por uma abordagem adaptativa e participativa, capaz de responder às rápidas mudanças do cenário energético global e às especificidades do mercado nacional.

Para tanto, recomenda-se o fortalecimento contínuo dos mecanismos de participação social, o aprimoramento das metodologias de Análise de Impacto Regulatório e o desenvolvimento de políticas específicas que reconheçam e atendam às particularidades dos campos maduros e marginais. Ademais, é fundamental que a regulação seja capaz de criar um ambiente propício para a atuação das empresas independentes, fomentando a competitividade e a eficiência do setor.

Por fim, este trabalho ressalta a importância de uma visão holística e de longo prazo na regulação do setor petrolífero, que considere não apenas os aspectos econômicos, mas também os impactos sociais e ambientais das atividades de exploração e produção. Somente através de uma abordagem integrada e adaptativa será possível enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades que se apresentam para os campos maduros e marginais no contexto da Política Energética Nacional, contribuindo assim para um setor petrolífero mais sustentável, eficiente e alinhado com os interesses nacionais.

REFERÊNCIAS

A&C R. de Dir. **Administrativo & Constitucional**. Belo Horizonte, 2010.p. 1-336 abr./jun. 2010.

BARROSO, Luís Roberto. A ordem econômica constitucional e os limites à atuação estatal no controle de preços. **Revista de Direito Administrativo**, n. 226, p. 184-212, out. 2001.

_____. Agências reguladoras: Constituição, transformações do Estado e legitimidade democrática. **Revista de Direito Administrativo**, v. 229, p. 285-312, jul. 2002.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo. **Resolução nº 749, de 21 de setembro de 2018**. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2018. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018-regulamenta-o-procedimento-para-concessao-da-reducao-de-royalties-como-incentivo-a-producao-incremental-em-campos-maduros>>. Acesso em: 20 ago. 20224.

_____, **Avaliação de descoberta**. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/avaliacao-de-descoberta>. Acesso em 15 de outubro de 2024.

_____. 2017, **Relatório do Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil**. Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio_do_Semin. Acesso em 28 de março de 2021>.

_____. Agência Nacional do Petróleo. **Resolução nº 877, de 17 de maio de 2022**. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022a. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-877-2022-dispoe-sobre-o-enquadramento-de-campos-e-acumulacoes-de-petroleo-e-gas-natural-que-apresentem-economicidade-ou-producao-marginal>>. Acesso em: 20 ago. 2024.

_____. Casa Civil da Presidência da República. **Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR**. Brasília: Presidência da República, 2018.

_____. **Constituição (1934)**. Constituição dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

_____. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1988. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 22 ago. 2024.

_____. **Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998**. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras

providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Decreto nº 23.979, de 8 de março de 1934.** Extingue no Ministério da Agricultura a Diretoria Geral de Pesquisas Científicas, criada, pelo decreto nº 22.338, de 11 de janeiro de 1933, aprova os regulamento das diversas dependências do mesmo Ministério, consolida a legislação referente à reorganização por que acaba de passar e dá outras providências. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934b. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1930-1939/decreto-23979-8-marco-1934-499088-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acesso em: 18 set. 2024.

_____. **Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.** Decreta o Código de Minas. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1934c. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/d24642.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

BRASIL. Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Regulamenta a Análise de Impacto Regulatório (AIR) e dispõe sobre a elaboração, a revisão e a consolidação de atos normativos inferiores a decreto. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 01 jul. 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10411.htm. Acesso em: 10/08/2024.

_____. **Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938.** Incorpora ao Código de Minas, decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, novo título, em que se institue o regime Legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1938a. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0366.htm#:~:text=DECRETO%2DLEI%20N%C2%BA%20366%2C%20DE%2011%20DE%20ABRIL%20DE%201938.&text=24.642%2C%20de%2010%20de%20julho,Artigo%20%C3%BAnico.>. Acesso em: 18 set. 2024.

_____. **Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020.** Regulamenta a Análise de Impacto Regulatório (AIR) e dispõe sobre a elaboração, a revisão e a consolidação de atos normativos inferiores a decreto. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 01 jul. 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10411.htm. Acesso em: 10 set. 2024

_____. **Decreto-Lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940.** Código de Minas. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1940.. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del1985.htm>. Acesso em: 18 set. 2024.

_____. **Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941.** Institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, de rochas betuminosas e piro-betuminosas e dá outras providências. Rio de Janeiro, RJ: Diário Oficial da União, 1941. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1940-1949/decreto-lei-3236-7-maio-1941-413329-publicacaooriginal-1-pe.html#:~:text=Institue%20o%20regime%20legal%20das,betuminosas%20e%20d%C3%A1o%20outras%20provid%C3%A1ncias.&text=I%20DISPOSI%C3%87%C3%95ES%20PRELIMINARES>>.

,Art.,t%C3%ADtulo%20de%20dom%C3%ADnio%20privado%20imprescritivel>. Acesso em: 18 set. 2024.

_____. **Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995.** Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.** Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 16705, 3 out. 1953.

_____. **Lei 9.478/97, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.478%20DE%206%20DE%20AGOSTO%20DE%201997&text=Disp%C3%B3e%20sobre%20a%20pol%C3%ADtica%20energ%C3%A9tica,%C3%A9tica,Petr%C3%ADo%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAncias>. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2010. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Lei nº 13.874, de 26 de setembro de 2019.** Dispõe sobre a liberdade econômica e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/l13874.htm. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Lei 13.848, de 25 de junho de 2019.** Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, [...]. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2019. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/l13848.htm>. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999.** Dispõe sobre a vigilância sanitária e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9782.htm. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **LEI nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9961.htm. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. **LEI nº 9.984, de 17 de julho de 2000.** Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9984.htm. Acesso em: 10 set. 2024.

_____. Ministério de Minas e Energia. Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 5, de 23 de junho de 2022.** Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-cnpe-5-2022.pdf>>. Acesso em: 8 ago. 2024.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Incompetência e confidence building por trás de 20 anos de estagnação na América Latina. **Revista de Economia Política.** São Paulo, v. 21, n. 1, p. 141-166, jan.-mar. 2001.

CARDOSO, Henrique Ribeiro; SOARES, Alexandre Augusto Rocha. Direito subjetivo à regulação eficiente: a natureza dúplice da Análise de Impacto Regulatório. **Revista de Direito Administrativo**, v. 281, n. 2, p. 139- 174, maio/ago. 2022.

CARNEIRO, João Geraldo Piquet. **O novo modelo de órgão regulador.** In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

CARVALHO, Getúlio. **Petrobras:** do monopólio aos contratos de risco. 1. ed. São Paulo: Genérico, 1976.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de direito administrativo.** 32. ed. São Paulo: Atlas, 2018.

CASTILHO, Marcelo. **Opportunities in E&P Mature Fields** 2019. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-epalestras/2019/opportunities-in-e-and-p-mature-fields>>. Acesso em: 11 set. 2024.

CONCESSÃO de blocos exploratórios. **Agência Nacional do Petróleo.** 2020b. Disponível em <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/concessao-de-blocos-exploratorios-1>>. Acesso em> 14 ago. 2024.

DADOS de produção de petróleo e gás natural de 2023. **Agência Nacional do Petróleo.** 2023?. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>. Acesso em: 10 jul 2024.

DADOS estatísticos - boletim de reservas de 2019. **Agência Nacional do Petróleo.** 2020. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2024.

DADOS estatísticos - relatório executivo de 2023. **Agência Nacional do Petróleo.** 2023. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5798-diretoria-da-anp-aprova-cessao-de-direitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova>>. Acesso em: 5 set. 2024.

DELGADO, Fernanda *et al.* Royalties e EOR em campos maduros no brasil: discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Caderno de Opinião FGV Energia**, [s. v.], p. 1-25, jun. 2018.

Disponível em
https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/site_coluna_opiniao_93_-royalties_rev1.pdf. Acesso em: 12 set. 2024.

DIRETORIA da ANP aprova cessão de direitos dos polos de Pampo e Enchova. **Agência Nacional do Petróleo**. 2020a. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/noticias/5798-diretoria-da-anp-aprova-cessao-dedireitos-dos-polos-de-pampo-e-enchova>>. Acesso em: 15 out 2024.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo**. 23. ed. São Paulo, Atlas, 2010.

DUDLEY, Susan; WEGRICH, Kai. The role of transparency in regulatory governance: comparing US and EU regulatory systems. **Journal of Risk Research**, v. 19, n. 9, p. 1141-1157, 2015.

GOMES, Lucas Thevenard; CACCIA SALINAS, Natasha Schmitt; SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Propostas para assegurar a efetividade das consultas e audiências públicas nos processos regulatórios. In: **Boas práticas regulatórias: programa de aprimoramento da qualidade da regulação brasileira**. Brasília: Controladoria-Geral da União, 2024. p. 72.

GRAU, Eros Roberto. **A ordem econômica na Constituição de 1988**: interpretação e crítica. 19. ed. São Paulo: Malheiros, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE ESTUDOS DE CONCORRÊNCIA CONSUMO E COMÉRCIO INTERNACIONAL - IBRAC. **Institucionalização e prática da Análise de Impacto Regulatório no Brasil**. São Paulo: IBRAC, 2019.

JORDANA, Jacint; LEVI-FLAUR, David. The diffusion of regulatory capitalism in Latin America: sectoral and national channels in the making of new order. **The Annals of the American Academy of Political and Social Science**, v. 598, n. 1, p. 102-124, mar. 2007.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de direito administrativo**. 4. ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2016.

_____. **Curso de direito administrativo**. 14. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2023.

LEVI-FLAUR, David. The politics of liberalisation: privatisation and regulation-for competition in Europe's and Latin America's telecoms and electricity industries. **European Journal of Political Research**, v. 42, n. 5, p. 705-740, 2003.

MAJONE, Giandomenico. The regulatory State and its legitimacy problems. **West European Politics**, v. 22, n. 1, p. 1-24, dez. 2007.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. **Agências reguladoras independentes: fundamentos e seu regime jurídico**. 1. ed. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2009.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. **Curso de Direito Administrativo**. 33 ed – São Paulo: Malheiros, 201.

MORAES, Alexandre de. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural. **Revista de Informação Legislativa**, v. 37, n. 148, p. 219-229, out./dez. 2000.

MOREIRA NETO, Diogo Figueiredo. **Direito regulatório**. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

NWIDEE, Lezorgia Nekabari et al. EOR processes, opportunities and technological advancements. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR)-a Practical Overview, p. 2-52, 2016.

NOHARA, Irene. **Participação popular no processo administrativo: consulta, audiência pública e outros meios de interlocução comunitária na gestão democrática dos interesses públicos**. In: NOHARA, Irene; PRAXEDES, Marco (orgs.). Processo administrativo: temas polêmicos da Lei nº 9.784/99. São Paulo: Atlas, 2011.

OCDE Regulatory policy outlook 2021. **OCDE**. 2021. Disponível em: <<https://www.oecdilibrary.org/sites/38b0fdb1en/index.html?itemId=/content/publication/38b0fdb1-en>>. Acesso em: 20 set. 2024.

OLIVEIRA, Gustavo Justino. **A expansão da consulta pública: vetores de eficiência, responsividade e legitimidade da atividade normativa administrativa**. In: CUNHA FILHO, Alexandre; ISSA, Rafael; SCHWIND, Rafael (orgs.). Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – Anotada: Decreto-Lei n. 4657, de 4 de Setembro de 1942. São Paulo: Quartier Latin, 2019.

OLIVEIRA, Rafael Carvalho Rezende. **Novo perfil da regulação estatal**: Administração pública de resultados e análise de impacto regulatório. Rio de Janeiro: Forense, 2015.

PRODUÇÃO de petróleo no pré-sal ultrapassa pela primeira vez a do pós-sal. **Agência Nacional do Petróleo**. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/3912-producao-de-petroleo-no-pre-sal-ultrapassa-pela-primeira-vez-a-do-pos-sal>>. Acesso em: 8 ago. 2024.

RAMALHO, André. **Desinvestimentos da Petrobras atraem novos produtores de óleo e gás para o Brasil**. VALOR. 2019. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/27/desinvestimentos-da-petrobras-atraem-novos-produtores-de-oleo-e-gas-para-o-brasil.ghtml>>. Acesso em: 14 out. 2024.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do petróleo**: as joint ventures na indústria do Petróleo. 2. ed. São Paulo: Renovar, 2003.

SANTOS NETO, Manoel Pereira dos. **Manual de direito do petróleo**: uma visão jurídica do ouro negro no Brasil. 1. ed. Jundiaí: Paco, 2018.

SMITH, Warrick. **Utility regulator: the independency debate**. Public policy for private sector. 1997. Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/zh/357901468780004812/pdf/17315-Replacement-file-127SMITH.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2024.

THOMAS, José Eduardo. (Org.). **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciênciia, 2001.

TRILLAS, Francesc. Independent regulators: theory, evidence and reform proposals. **IESE Business School**, v. 15, n. 3, p. 39-53, 2010.

QUINTANS, Luiz Cesar Pazos. **A trajetória do monopólio do petróleo no Brasil.** [s.l.]: [s.n.], 2013. *E-book*.

_____. **Manual do direito do petróleo.** São Paulo: Atlas, 2015.

YESILKAGIT, Kutsal; CHRISTENSEN, Jørgen. Institutional design and formal autonomy: political versus historical and cultural explanations. **Journal of Public Administration and Research Theory**, v. 20, n. 1, p. 53-74, 2010.