



**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO
FACULDADE DE DIREITO**

JOÃO GABRIEL AZEREDO GON

**REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
NATURAL:
ANÁLISE AMBIENTAL E ECONÔMICA NA REGIÃO NORTE FLUMINENSE**

SÃO PAULO

2023



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO
FACULDADE DE DIREITO

João Gabriel Azeredo Gon

REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
NATURAL:

Análise Ambiental e Econômica na Região Norte Fluminense

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Direito da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo como requisito para obtenção do título de bacharel em Direito, sob orientação do Prof. Jacintho Silveira Dias de Arruda Câmara.

SÃO PAULO

2023

AGRADECIMENTOS

Não podendo ser diferente, agradeço aos meus pais, Herla Azeredo de Freitas e João Carlos Gon, os responsáveis por tornarem tudo isso possível. Obrigado por sempre fazerem o possível e o impossível para proporcionarem a mim as melhores condições, a melhor educação e as melhores oportunidades. Graças ao trabalho de vocês concluo uma nova fase da minha vida, o começo de uma história que tenho certeza de que trará muitos frutos, sempre buscando ser íntegro, tendo caráter e palavra. Meus pais, vocês sempre estarão comigo durante toda minha existência, pois carregarei todo o carinho que me proporcionaram, o apoio que me deram para chegar até aqui e por ter um pouco dos dois em quem sou.

Agradeço também a minha avó, Laelia Azeredo Pinto, pois graças ao amor dela cheguei até aqui. Ela que sempre se preocupou comigo desde o nascimento de todas as formas, seja em relação a minha alimentação, seja em relação a minha felicidade, sendo imprescindível para minha criação e para a formação do homem que eu sou. Você me ensinou a ser bom para os animais, para as plantas e para as pessoas, sendo que no final só isso que realmente importa. Vó, seu neto será advogado.

Agradeço também a minha namorada, Lara Arruda Paiva, só nós sabemos o quanto fui incentivado por você a concluir esse trabalho. Ela que nunca deixou de acreditar em mim em um só momento, me levantou quando queria cair, me mostrou que o mundo é muito mais do que acreditava ser. Você dá beleza a minha vida, faz eu lembrar do menino que já fui e espero que este sonho seja apenas um dos primeiros que realizarei ao seu lado. Toda minha gratidão a pessoa espetacular que é. Obrigado por ser você e por estar ao meu lado.

Agradeço também aos meus irmãos, Carlos Daniel Azeredo Gon, Isadora Chagas Gon e Giovana Azeredo Gon, pois apesar da distância e das diferenças vocês sempre serão meus companheiros. Quero que todas as nossas conquistas sejam compartilhadas durante toda a vida. Agradeço em conjunto minha avó Dora e meus primos, Geovane e João Roque.

Agradeço também aos amigos que fiz pelo caminho, sejam eles de Macaé, Belo Horizonte, São Paulo ou de qualquer outro lugar que deixei boas relações e conheci pessoas incríveis. Graças a vocês sempre me diverti, tive confidentes, colecionei ótimos momentos, maravilhosas risadas que me fizeram feliz, e a verdadeira felicidade só existe quando compartilhada. Finalizo agradecendo a todos meus professores que passaram pela minha vida desde a pré-escola até o final da faculdade, vocês demonstram a cada dia que a educação é o único caminho para a emancipação de um homem. Os sonhos das pessoas não têm fim.

RESUMO

O trabalho apresenta um estudo sobre os regimes de contratação para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O regime de concessão, estatuído pela Lei 9.478/97, o regime de partilha, previsto na Lei 12.351/10, o regime de cessão onerosa, regido pela Lei 12.276/10, que passaram a conviver no regime jurídico nacional, sendo os mais recentes voltados para a exploração do pré-sal. A abordagem do tema teve como perspectiva a análise desses regimes, buscando compreender como eles funcionam, desde o processo de abertura do edital de licitação até as obrigações previstas na execução do projeto exploratório. A proposta é entender o que são esses combustíveis fósseis tão relevantes para o panorama nacional e internacional, as experiências históricas do Brasil com essa atividade a partir da evolução legislativa, além de fazer um comparativo com os regimes estabelecidos nos demais países produtores.

Contudo, o trabalho também trará uma análise ambiental e econômica dessa atividade sob a ótica regional Norte Fluminense. Demonstrando em como a exploração e produção desses recursos, e a descoberta do pré-sal, causa impactos econômicos substanciais nos municípios ali presentes, desde o desenvolvimento econômico até algumas contradições sociais. Essa análise permitirá o entendimento dessas questões que afetam também o meio-ambiente em prol do capital. Por fim, será detalhado em como o futuro da região dependerá da transição energética de suas atividades, acompanhado as boas práticas internacionais com investimentos para energias provenientes de fontes renováveis, além de apresentar alguns projetos que já estão em andamento nesse sentido.

Palavras-chave: Exploração. Produção. Petróleo. Gás natural. Pré-sal. Contrato. Regime, Concessão. Partilha. Cessão. Onerosa. Análise. Norte Fluminense. Ambiental. Econômica. Transição. Energética.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
2	A EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL	7
2.1	Conceito de petróleo	7
2.2	Conceito de gás natural	8
2.3	Histórico.....	9
2.4	Importância econômica	11
2.5	Pré-sal	12
2.6	O Petróleo e a Constituição Federal de 1988.....	16
2.7	A Lei do Petróleo.....	18
3	ANÁLISE DOS REGIMES	21
3.1	Regime dos contratos de concessão	21
3.1.1	Da licitação	24
3.1.2	Bônus de assinatura	27
3.1.3	Royalties	28
3.1.4	Participação especial.....	32
3.1.5	Taxa de ocupação ou retenção de área.....	33
3.2	Regime dos contratos de partilha de produção.....	34
3.3	Regime dos contratos de cessão onerosa.....	36
3.4	Análise comparativa dos regimes internacionalmente	39

4	A REGIÃO NORTE FLUMINENSE E A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS	43
	
4.1	Histórico e influência econômica	43
4.2	A Bacia de Campos	46
4.3	Termelétricas	47
4.4	Impactos ambientais	49
4.5	O futuro da região baseado na transição energética	51
5	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

1 INTRODUÇÃO

A região Norte Fluminense, localizada no estado do Rio de Janeiro, desempenha um papel crucial na exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O tema de estudo destes regimes é de extrema relevância tanto do ponto de vista da administração pública, assim como da questão ambiental e econômica.

Sob a ótica do Direito Administrativo, há o estabelecimento das normas e regulamentações que governam as atividades do setor, garantindo que sejam realizadas de forma transparente, eficiente e em conformidade com os princípios da administração pública. É responsabilidade da União estabelecer os procedimentos de licenciamento ambiental, concessões e autorizações para a exploração e produção de hidrocarbonetos, bem como fiscalizar o cumprimento das obrigações impostas às empresas do setor. Dessa forma, a administração pública desempenha um papel fundamental na promoção da sustentabilidade ambiental, na proteção dos interesses públicos e na busca pelo equilíbrio entre a atividade econômica e a preservação ambiental na região Norte Fluminense.

Do ponto de vista ambiental, a análise dos regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural na região Norte Fluminense é essencial para compreender os impactos causados por essas atividades no ecossistema local. A exploração e produção de hidrocarbonetos podem causar danos à fauna e à flora marinha, além de levar à emissão de gases de efeito estufa. Portanto, é fundamental avaliar a eficácia das medidas de mitigação e monitoramento adotadas pelas empresas do setor, visando à proteção do meio ambiente e à sustentabilidade das operações.

A região Norte Fluminense tem sido um importante pólo de desenvolvimento impulsionado pela indústria de petróleo e gás natural. A análise econômica dos regimes de exploração e produção nessa região permite compreender o impacto dessas atividades na geração de empregos, na arrecadação de impostos e no crescimento econômico local. Além disso, é fundamental avaliar a distribuição dos benefícios econômicos gerados pela indústria de petróleo e gás, buscando minimizar desigualdades sociais e promover o desenvolvimento sustentável.

A análise ambiental e econômica dos regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural na região Norte Fluminense necessita uma abordagem integrada, considerando os impactos tanto a curto quanto a longo prazo. Essa análise deve levar em conta não apenas os aspectos diretos das atividades, como a extração e a produção em si, mas também os impactos

indiretos, como o transporte, o refino e o consumo dos produtos derivados de petróleo e gás.

Portanto, a análise ambiental e econômica deve considerar a interação entre os diferentes setores da economia e a necessidade de diversificação da matriz energética. A região Norte Fluminense tem um potencial significativo para o desenvolvimento de fontes de energia renovável, como a energia solar e eólica, que podem contribuir para a redução dos impactos ambientais e para a construção de uma economia mais sustentável.

2 A EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

2.1 Conceito de petróleo

A origem etimológica da palavra petróleo vem das expressões *petrae* (pedra) e *oleum* (óleo) do latim¹ – óleo de pedra. A definição proveniente do dicionário Michaelis é que o petróleo é uma “substância líquida mineral inflamável, mistura de hidrocarbonetos, de coloração escura, cheiro pouco agradável, insolúvel em água, solúvel em álcool absoluto, de grande utilização nas indústrias, na produção de gasolina, querosene, nafta, solvente etc.; óleo.”²

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) identifica o óleo cru ou bruto como sinônimo de petróleo.³ No Brasil, a Lei nº 9.478/1997, em seu artigo 6º, inciso I, define *petróleo* como sendo “qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.”⁴

"Diferentemente do que ocorre no resto do mundo, a palavra petróleo na lei brasileira só se aplica a líquidos (óleo cru e condensado), e exclui o gás natural”⁵. No Canadá, por exemplo, a lei federal sobre petróleo, chamada "*Canada Petroleum Resources Act*", de 1985, define petróleo como “óleo ou gás.” A palavra “óleo” é que designa, na Lei canadense, a

¹ Random House Value Publishing. *Webster's Encyclopedic Unabridged Dictionary of the English Language*. New Jersey: Gremercy Books, 1989. p. 1079.

² PETRÓLEO. In: *Michaelis. Moderno dicionário da língua portuguesa*. São Paulo: Melhoramentos, 2015. Dicionários Michaelis. p. 2259.

³ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁴ Brasil. Lei nº 9.478/1997. 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. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 de agosto de 1997.

⁵ Fernández, Eloi Fernández y; Pedrosa Junior, Oswaldo Antunes; Pinho, António Correia de. (Eds) *Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás - uma colaboração Brasil, Portugal e Angola*. Rio de Janeiro: Lexikon: PUC-Rio, 2009. P.359.

substância em estado líquido.⁶

Existe uma ausência de acordo nas descrições encontradas na literatura e nas regulamentações tanto nacionais quanto internacionais. Em contextos técnicos, essas distinções desempenham um papel crucial, uma vez que a resposta a derramamentos varia de acordo com as características individuais de cada substância e a maneira como ela se comporta no ambiente natural.

2.2 Conceito de gás natural

O gás natural é um combustível fóssil⁷ que deriva da decomposição de matéria orgânica no interior da Terra. É descrito como qualquer hidrocarboneto que, nas condições atmosféricas normais, se mantém no estado gasoso e é extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos. Dessa forma, abrange gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Podendo ser encontrado tanto nos oceanos quanto nos continentes, e sua presença pode estar relacionada ou não ao petróleo. Isso implica que o gás natural pode ser extraído simultaneamente com o petróleo ou em reservatórios independentes.

Além disso, é um combustível limpo e de baixa emissão, que se dispersa no ar devido à sua leveza, tornando-o uma escolha favorável do ponto de vista ambiental. Adicionalmente, sua versatilidade possibilita uma ampla gama de usos, abrangendo tanto aplicações domésticas quanto industriais.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em seu glossário, define o Gás Natural como “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros”⁸. Ademais, classifica o gás associado ao petróleo como o “gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido

⁶ Em inglês: "'Petroleum' means oil or gas"; "oil' means (a) crude oil, regardless of gravity, produced at a well head in liquid form, and (b) any other hydrocarbons, except coal and gas, and, without limiting the generality of the foregoing, hydrocarbons that may be extracted or recovered from deposits of oil sand, bitumen, bituminous sand, oil shale or from any other types of deposits on the surface or subsurface or the seabed or its subsoil of any frontier lands." V. seção "Interpretation", do *Canada Petroleum Resources Act*. 1985, c. 36 (2nd Supp.). Disponível em: http://laws.justice.gc.ca/eng/C-8.5/page-1.html#anchorbo-ga:s_2. Acesso em: 02 out. 2023.

⁷ A definição legal de gás natural é: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (Inciso II do art. 6, da Lei Federal, nº 9478/97 - Lei do Petróleo).

⁸ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Resolução da ANP nº 41, de 5/11/2013. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás”.⁹

2.3 Histórico

O Brasil passou por três etapas históricas em relação ao petróleo, como é separado pelo professor Cláudio Araújo Pinho, sendo elas: das atividades isoladas até o monopólio estatal (1892-1953), o período do monopólio estatal até a promulgação da Lei nº 9.478/97 (1953-1997) e após a promulgação da Lei nº 9.478/97 (1997 até os dias de hoje).¹⁰

A partir de 1892 houveram algumas atividades isoladas na busca de encontrar o combustível fóssil, contudo foi apenas em 1934 com a promulgação da Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil, que houve a criação de uma política econômica direcionada a exploração do petróleo.

Nessa Carta, o petróleo e o gás natural ainda não eram mencionados de forma específica, porém em seu art. 118 era colocado sob a seguinte forma: “As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial”.¹¹

Além do mais no art. 119 da mesma Carta, é tratado da exploração industrial de recursos naturais, como minas, jazidas minerais, águas e energia hidráulica, mesmo que sejam de propriedade privada. Ele estabelece que essa exploração requer autorização ou concessão do governo federal, de acordo com a lei. Além disso, o parágrafo 4º prevê que a lei regularia a nacionalização progressiva desses recursos quando forem considerados fundamentais para a defesa econômica ou militar do país, ou seja, estabeleceria a necessidade de controle governamental sobre a exploração desses recursos estratégicos, como o petróleo e gás natural.¹²

Em seguida, em 1938, é criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), ligado de forma direta à Presidência da República. Diante da eminente importância econômica que o petróleo

⁹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Resolução da ANP nº 17, de 18/3/2015. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

¹⁰ PINHO, Cláudio Araújo. *Pré-sal: História, Doutrina e comentários às leis*. São Paulo: Editora Legal., 2010, p. 19.

¹¹ BRASIL. *Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil*. Brasília, DF: Presidência da República, 1934. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

¹² BRASIL. *Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil*. Brasília, DF: Presidência da República, 1934. "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. § 4º - A lei regulará a nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas d'água ou outras fontes de energia hidráulica, julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do País.". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

estava tendo no cenário mundial, o presidente Getúlio Vargas, em 1941, editou o Decreto-Lei nº 3.236/41, conhecido como Código do Petróleo¹³. Dessa forma, começava o movimento para a criação da Petrobras e conseqüentemente para o monopólio do petróleo, com campanhas como “*O Petróleo é Nosso*”.

Assim, começavam os estudos para a criação da Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, a Petrobras. Não foram medidos investimentos e esforços para a criação da empresa e busca pela soberania nacional a partir do descobrimento de jazidas de petróleo, o próprio Getúlio colocou, “*Prossigam os estudos sem temor quanto ao vulto dos investimentos, desde que os fundamentos do programa sejam objetivos e a possibilidade de mobilizar recursos seja efetiva*”¹⁴.

Após passar por análises profundas e debates políticos no Legislativo, a Lei nº 2.004/53¹⁵ foi promulgada, estabelecendo o monopólio estatal sobre o petróleo, além de criar a Petrobras e torná-la a entidade encarregada de gerenciar esse monopólio. Ademais, outras medidas importantes estavam presentes na lei, como a manutenção das “concessões às refinarias privadas, outorgadas a particulares pelo CNP desde que não pudessem ser ampliadas e que fossem concluídas até dois anos da aprovação de seus projetos pelo Conselho”¹⁶. A outra medida, foi que apesar da Petrobras ter o monopólio sobre o petróleo, ela não teria o monopólio sobre a distribuição de combustíveis, logo conglomerados internacionais do petróleo seriam favorecidas com essa medida¹⁷. Entretanto, em 1971, a Petrobras criou a BR Distribuidora.

Por fim, em 1997, houve a promulgação da Lei nº 9.478, revogando a Lei nº 2.004/53 e inserindo um regime regulatório para todo o Setor Petrolífero no Brasil, do “*upstream*” ao “*downstream*”¹⁸, com a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

¹³ BRASIL. Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941. Brasília, DF: Presidência da República, 1941. " Institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, de rochas betuminosas e piro-betuminosas e dá outras providências". Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1940-1949/decreto-lei-3236-7-maio-1941-413329-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acesso em: 02 out. 2023.

¹⁴ NETO, Lira. *Getúlio; 1945-1954; Da volta pela consagração popular ao suicídio*. São Paulo: Companhia da Letras., 2014, p. 217.

¹⁵ BRASIL. Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941. Brasília, DF: Presidência da República, 1941. " Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

¹⁶ BARRETO, Carlos Eduardo Paes. *A Saga do Petróleo Brasileiro – A Farra do boi. Nobel*, 2000. p.35.

¹⁷ BRASIL. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Brasília, DF: Presidência da República, 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". Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=154715>. Acesso em: 02 out. 2023.

¹⁸ O “upstream” nas indústrias petrolíferas envolve a exploração e produção de recursos, enquanto o “downstream” lida com a logística de comercialização. O “upstream” inclui atividades como localização de poços, perfuração, produção e gerenciamento. Já o “downstream” abrange o transporte, marketing e venda de produtos petrolíferos.

Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

2.4 Importância econômica

A relevância econômica nacional em relação ao petróleo e gás natural é tão imensurável que o Brasil hoje é o 9º maior produtor de petróleo do mundo, o 8º maior consumidor, além, de ter o 9º maior parque de refino, segundo informações do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)¹⁹. A dependência econômica é tão nítida que ao analisarmos a sociedade contemporânea é possível notar como o uso dessas matrizes energéticas são presentes no dia a dia, algo tão inserido socialmente que se torna natural no cotidiano, assim acaba passando despercebido o quanto os indivíduos são reféns desses combustíveis fósseis, seja para abastecer os veículos automotores, seja para gerar eletricidade em usinas termelétricas, seja para a criação de plásticos e tecidos sintéticos, até mesmo estando em maquiagens, corantes, conservantes de alimentos, entre outros. De acordo com dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética em 2022, a Oferta Interna de Energia por petróleo e gás natural, conjuntamente, representam ao equivalente a 46,2%, quase metade de toda Oferta Interna²⁰.

Além do mais, segundo Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no ano de 2020 a Indústria do Petróleo e Gás no Brasil respondia por 13% do PIB (Produto Interno Bruto) do país²¹. Ainda segundo ela, a produção de petróleo aumentou significativamente, passando de cerca de 970 mil barris por dia em 1998 para 3 milhões de barris por dia em 2022. Ademais, as reservas totais de petróleo aumentaram 10,6%, chegando a 26,91 bilhões de barris, e as reservas provadas²² cresceram 11,5% para 14,9 bilhões de barris.

Ambas as partes são complementares, com questões como custos de transporte e tributações a serem consideradas em todo o processo.

¹⁹ Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Panorama Geral do setor de Petróleo e Gás: uma agenda para o futuro. Junho de 2023. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/04/panorama-geral-do-setor-og-22-03-2023-web.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²⁰ Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2023*. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Especial ANP 20 anos*. 27/10/2020, atualizado em 12/01/2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/especial-anp-20-anos>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²² Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Reservas Provadas: “Quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%. (Fonte: Resolução ANP nº 47, de 3/9/2014)”. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

Já as exportações de petróleo foram de 1,3 milhão de barris por dia, enquanto as importações aumentaram 68,3%.

No que diz respeito ao gás natural, a produção cresceu 3,1%, marcando o 13º ano consecutivo de aumento, atingindo 137,9 milhões de metros cúbicos diários. As reservas totais de gás aumentaram 4,5%, chegando a 587,9 bilhões de metros cúbicos, e as reservas provadas cresceram 6,6%, totalizando 406,5 bilhões de metros cúbicos em 2022. 2,6 milhões de barris por dia entre janeiro e novembro de 2017. Da mesma forma, a produção de gás natural cresceu de 30 milhões de m³ por dia para 111 milhões de m³ por dia. Esse substancial elevado é, em grande parte, atribuído à descoberta do Pré-Sal em 2007, cujos campos agora representam quase metade da produção total do país.²³

Ainda segundo dados divulgados pela Associação Brasileira das Empresas do Serviço de Petróleo, a indústria de Petróleo e Gás no Brasil planeja investir cerca de R\$ 102 bilhões por ano até 2025, com a expectativa de criar cerca de 525 mil empregos. Atualmente, cerca de 340 mil pessoas já trabalham nesse setor, que gera 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos, no qual a arrecadação em 2021 atingiu R\$ 104 bilhões, principalmente por meio de royalties e participações especiais.²⁴

Como é notável, essa indústria desempenha um papel crucial na economia brasileira, contribui substancialmente para o Produto Interno Bruto (PIB) do país, gerando receitas significativas por meio de exportações e investimentos no setor. Além disso, o setor emprega uma grande quantidade de pessoas, direta e indiretamente, criando empregos em várias áreas, desde a exploração e produção até a logística e distribuição de produtos derivados.

Portanto, as reservas substanciais de petróleo e gás natural no Brasil representam ativos valiosos, tanto para abastecer o mercado interno quanto para gerar receitas com exportações, além do monopólio garantir a soberania nacional. Dessa forma, a exploração desses recursos impulsiona outros setores da economia, como o de construção civil e o de serviços, criando um efeito multiplicador no desenvolvimento econômico do país.

2.5 Pré-sal

²³ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário estatístico de 2022*. 29/7/2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2022>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²⁴ Agência Brasil. *Arrecadação da indústria de petróleo no país foi de R\$ 104 bi em 2021*. 3/8/2022. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/economia/audio/2022-08/arrecadacao-da-industria-de-petroleo-no-pais-foi-de-r-104-bi-em-2021>>. Acesso em: 02 out. 2023.

Descoberto em 2006 pela Petrobras, o pré-sal é a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos. O Ministério de Minas e Energia, explica o que é o pré-sal da seguinte forma:²⁵

“Convencionou-se utilizar o termo “Pré-Sal” para definir as camadas rochosas que ocorrem abaixo de uma espessa camada de sal na plataforma continental brasileira, distinguindo-as das descobertas petrolíferas que ocorrem acima do sal – Pós-Sal.

“Pré-Sal”, do ponto de vista geológico, são áreas cujos sedimentos foram acumulados antes do depósito da camada de sal. São, portanto, mais antigas do que o sal.

As descobertas do Pré-Sal foram possíveis com base em novos levantamentos sísmicos de alta resolução realizados pela Petrobras agregados ao desenvolvimento de tecnologia específica, que permitiu aos técnicos brasileiros “enxergar” o que havia abaixo da camada salina, que, em muitos trechos, pode alcançar mais de 2 mil metros de espessura. (...)

A região da província petrolífera chamada Pré-Sal, localizada na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de interpretações geológicas, e poderão ser alterados com a obtenção de novos dados de poços que vierem a ser perfurados e a aquisição de novos dados sísmicos. A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.”

Dados consolidados no ano de 2022, divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), revelam que a produção de petróleo do pré-sal atingiu média de 2,3 milhões de barris/dia no ano, representando cerca de 76% da produção total do Brasil. No pré-sal, a produção de gás natural também seguiu ampliando sua participação no

²⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Pré-Sal: Perguntas e respostas. Perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do Pré-Sal*. 2009. p. 10. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/pre-sal/Cartilha_prxsal.pdf>. Acesso em: 02 out. 2023.

total nacional e correspondeu a 71,6%, em 2022²⁶. Além do mais, no período de 2022 a 2031, a produção de petróleo na área do Pré-sal está prevista para alcançar 8,2 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) acumulados, dos quais 1,5 bilhão pertencerão à União de acordo com o regime de partilha. A comercialização desse óleo resultará em uma receita de US\$ 116 bilhões ao longo desse período, somando-se a isso US\$ 92 bilhões em royalties e US\$ 77 bilhões em impostos. Em resumo, a exploração do Pré-sal contribuirá com um total de US\$ 285 bilhões para os cofres da União até o ano de 2031.²⁷

Por conta da enorme importância econômica da exploração do pré-sal foi assinado o Decreto Legislativo de 17 de julho de 2008, no qual a Presidência da República instituiu uma Comissão Interministerial com a finalidade de estudar e propor as alterações necessárias na legislação referente à exploração e à produção de petróleo e gás natural na província petrolífera do pré-sal²⁸. Devido a esse movimento do Governo, houve o projeto de criar um marco regulatório para designar o novo conjunto normativo a ser adotado para regulamentar a exploração, produção e desenvolvimento de petróleo da camada do pré-sal, sendo conhecido como “Marco regulatório do Pré-sal”.

Como resultado, em 30 de junho de 2010, foi sancionada a Lei nº 12.276, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, em áreas não concedidas localizadas na camada pré-sal, que deverá perdurar até que a empresa extraia 5 milhões de barris de petróleo

Em 2 de agosto de 2010, foi promulgada a Lei nº 12.304/2010, que abordou a criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. (Pré-sal Petróleo S.A.), uma empresa pública estabelecida sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Conforme estipulado no artigo 3º da lei mencionada, a Pré-Sal S.A. estará sujeita ao mesmo regime jurídico das empresas privadas, incluindo direitos e obrigações em questões civis, comerciais, trabalhistas e tributárias.²⁹

²⁶ Agência Brasil. *Produção brasileira de petróleo aumenta 4% em 2022, diz ANP*. 02/07/2023. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-07/producao-brasileira-de-petroleo-aumenta-4-em-2022-diz-anp>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²⁷ Agência Brasil. *Pré-sal produzirá 8,2 bilhões de barris de petróleo na próxima década*. 24/11/2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-11/pre-sal-produzira-82-bilhoes-de-barris-de-petroleo-na-proxima-decada>>. Acesso em: 02 out. 2023.

²⁸ BRASIL. Decreto de 17 de julho de 2008. Brasília, DF: Presidência da República, 2008. "Institui Comissão Interministerial com a finalidade de estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal". Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret_sn/2008/decreto-42245-17-julho-2008-578301-publicacaooriginal-101170-pe.html>. Acesso em: 02 out. 2023.

²⁹ BRASIL. Lei Ordinária nº 12.304/2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras

A empresa tem como principal objetivo a administração dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, bem como a gestão dos contratos relacionados à comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme estabelecido no artigo 2º. Adicionalmente, a empresa é responsável por monitorar e auditar a execução de projetos relacionados à exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, conforme disposto no artigo 40, inciso I, alínea "d".³⁰

Por fim, foi promulgada a Lei nº 12.351/2010, no qual foram estabelecidas as diretrizes para a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas, sob o regime de partilha de produção. De acordo com o artigo 2º, inciso IV, dessa lei, a área do pré-sal é definida como:

“(…) IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico (…)”

Ademais, foi criado o Fundo Social³¹, com o propósito de constituir uma fonte de financiamento para programas e projetos nas áreas de combate à pobreza, desenvolvimento da educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente, bem como ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, conforme estipulado no artigo 49. O Fundo Social, conforme previsto no artigo 49, é abastecido com os seguintes recursos:

I - parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos contratos de partilha de produção;

II - parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento;

providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 08 de agosto de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Lei/L12304.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

³⁰ *Idem*.

³¹ BRASIL. Lei nº 12.351/2010. 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. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 de dezembro de 2010. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

III - receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei;

IV - os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União, observado o disposto nos §§ 1o e 2o deste artigo;

V - os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e

VI - outros recursos destinados ao FS por lei.”

Portanto, isso só demonstra em como o pré-sal fortalece a economia brasileira, contribuindo para a geração de empregos, o aumento das exportações, o fortalecimento das finanças públicas e o desenvolvimento de tecnologias no setor de energia. Devido a essa importância econômica e com o auxílio dos recursos do Fundo Social, essa receita gerada pela exploração da camada deve ser utilizada para a aprimoração do país com a criação de políticas públicas que promovam a reestruturação do sistema de saúde, o aprimoramento do setor educacional, o combate à fome e a desigualdade social.

2.6 O Petróleo e a Constituição Federal de 1988

A Carta Magna, em diversos artigos, aborda a posse dos minerais e a maneira legal de explorar economicamente esses recursos, incluindo os hidrocarbonetos, como o petróleo e o gás natural, mais precisamente:

“Art. 20. São bens da União:

(...)

IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo.

§ 1º É assegurada, nos termos da lei, à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.”

A interpretação do § 1º, do art. 20, da Constituição Federal, indica que a União é obrigada a repassar recursos da exploração de petróleo e gás para Estados, Municípios, Distrito Federal e órgãos da Administração Direta, seja por participação nos resultados ou compensação financeira. Todavia, o legislador não seguiu essa abordagem, tratando a compensação financeira como a única forma de obtenção dos recursos, o que gera confusão entre diferentes institutos de Direito.

Enquanto isso, o art. 176 da Constituição Federal determina que:

“Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§ 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 constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

§ 2º É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei. (...)”

Nesse artigo é abordado a exploração de jazidas de petróleo, gás natural, além de recursos minerais e outras espécies de energia. Ele estabelece que esses recursos são propriedade da União e só podem ser explorados mediante autorização ou concessão do governo, com requisitos específicos para os concessionários. Além disso, o proprietário do solo tem direito a participar nos resultados da exploração, de acordo com a lei. O objetivo do artigo é garantir a exploração segundo o interesse nacional e a distribuição justa dos benefícios da atividade.

Já, no art. 177 da Constituição Federal é estabelecido o monopólio da União sobre as atividades relacionadas ao petróleo e gás natural, bem como seus derivados, como mostrado a seguir:

“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;

§ 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.

§ 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. (...)"

Aqui também é estabelecido a inclusão da pesquisa, lavra, refinação, importação, exportação e transporte desses produtos como parte do monopólio da União. Dessa forma, o governo federal pode contratar empresas estatais ou privadas para realizar essas atividades, desde que cumpram as condições estabelecidas por lei. Além disso, a legislação regulamenta questões como garantia de abastecimento, condições de contratação e a estrutura do órgão regulador do monopólio. Sendo o principal objetivo desse artigo garantir o controle estatal sobre a exploração e distribuição de petróleo e gás no país, para a proteção dos interesses nacionais.

2.7 A Lei do Petróleo

A Lei nº 9.478/97, amplamente conhecida como a "Lei do Petróleo", representa uma pedra angular no arcabouço legal que rege a indústria do petróleo e gás no Brasil. Ela introduziu mudanças substanciais incluindo a criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural

e Biocombustíveis), a introdução de várias participações governamentais (como royalties, bônus de assinatura e participação especial), o aumento das alíquotas de royalties de 5% para 10% sobre a produção, a definição de um mecanismo de valoração de preços de petróleo e gás produzidos no Brasil, inovações na distribuição e coleta de receitas, a abertura do mercado para outras empresas, além de delimitar as atividades relacionadas ao monopólio do petróleo, e instituir o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Este marco regulatório, devidamente regulamentado pelo Decreto nº 2.705/98 e complementado posteriormente pela Lei nº 10.848/04, marcou uma transição significativa na indústria de energia do Brasil. Anteriormente, a Petrobras era o único agente econômico ativo nesse setor. A lei abriu as portas para uma maior participação de outras empresas no mercado, introduziu novos instrumentos de gestão e promoveu a exploração e produção de petróleo e gás.

O artigo 3º da Lei nº 9.478/97 estabelece que a União detém a propriedade dos depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, abrangendo áreas terrestres, o mar territorial³², a plataforma continental e a zona econômica exclusiva³³. Além disso, o artigo 21 da mesma lei declara que todos os direitos de exploração e produção desses recursos pertencem à União Federal.

No artigo 4º, a lei define o monopólio da União, conforme previsto no artigo 177 da Constituição Federal, sobre atividades cruciais, tais como pesquisa e extração de jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, refinação de petróleo nacional ou estrangeiro, importação e exportação de produtos e derivados básicos³⁴, bem como o transporte marítimo de petróleo bruto de origem nacional ou derivados básicos produzidos no país, juntamente com o transporte por meio de condutos de petróleo bruto, seus derivados e gás natural.

³² Mar territorial, conforme a Lei nº 8.617/93, é uma faixa de mar adjacente com dimensão de até 12 milhas marítimas (1m.m. = 1.852 metros) a partir das linhas de base. As linhas de base podem ser normais ou retas. Quando normais, acompanham a linha de baixa-mar, conforme indicada nas cartas náuticas produzidas pela Diretoria de Hidrografia e Navegação (DHN), do Ministério da Marinha. Plataforma continental de um Estado compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural do seu território terrestre, até ao bordo exterior da margem continental, ou até uma distância de 200 milhas marítimas das linhas de base.

³³ Zona econômica exclusiva é uma zona situada além do mar territorial e a este adjacente, que segundo a Convenção das Nações sobre os direitos do mar, se estende até 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial.

³⁴ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Derivados Básicos: “Principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo. (Fonte: Lei nº 9.478, de 6/8/1997). Hidrocarbonetos obtidos através do refino do petróleo de poço ou de xisto, bem como as frações recuperáveis do gás natural, relacionados a seguir: I - gás liquefeito de petróleo; II - gasolinas; III - naftas; IV - querosenes; V - óleo diesel; VI - gasóleos; VII - óleos combustíveis. (Fonte: Portaria ANP nº 152, de 15/10/1998)”. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

A "Lei do Petróleo", como dito anteriormente, estabeleceu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é vinculado à Presidência da República. Esse órgão tem como objetivos a promoção do uso racional dos recursos energéticos, a proteção dos consumidores e a garantia do abastecimento em áreas remotas ou de difícil acesso. Ele também deve revisar periodicamente as matrizes energéticas regionais, considerando as fontes convencionais e alternativas, e estabelecer diretrizes para programas específicos. Além do mais, o CNPE tem o poder de definir os blocos³⁵ que serão objeto de concessão ou partilha de produção, enquanto a União é encarregada de efetuar a lavra de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos, seja por concessão precedida de licitação ou partilha de produção.

A criação da ANP é um dos pilares dessa lei. A ANP é uma autarquia³⁶ vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que funciona como agência reguladora que detém a responsabilidade de regular, contratar e fiscalizar as atividades econômicas no setor de petróleo e gás. Suas atribuições incluem a elaboração de estudos sobre blocos exploratórios, regulamentação de trabalhos de geologia e geofísica, promoção de licitações para a concessão de exploração desses combustíveis fósseis e a celebração dos contratos delas decorrentes, a organização de informações técnicas, o estímulo à pesquisa e a adoção de novas tecnologias. Além disso, a ANP desempenha um papel central na implementação da política energética nacional, garantindo o abastecimento de petróleo e derivados em todo o território nacional e protegendo os interesses dos consumidores.

A "Lei do Petróleo" também estabelece princípios e objetivos da política energética nacional, incluindo a preservação do interesse nacional, promoção do desenvolvimento econômico, proteção dos consumidores, preservação do meio ambiente, garantia do fornecimento de derivados de petróleo³⁷ em todo o território nacional e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional. Essa lei representa um marco importante na abertura do mercado de petróleo e gás no Brasil e na modernização do setor de energia do país.

³⁵ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Bloco: “Parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural. (Fonte: Lei nº 9.478/1997)”. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

³⁶ Segundo o professor Celso Bandeira de Mello, a definição de autarquia pode ser resumida da seguinte forma: “Sistematicamente, mas com precisão, as autarquias podem ser definidas como “pessoas jurídicas de Direito Público de capacidade exclusivamente administrativa”. BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. *Curso de Direito Administrativo*. 14ª Ed., São Paulo: Malheiros, 2021, p. 140.

³⁷ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Derivados de Petróleo: “Produtos decorrentes da transformação do petróleo. (Fonte: Lei nº 9.478, de 6/8/1997)”. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

Vale ressaltar que a ANP, juntamente com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), desempenha um papel crucial na vigilância e regulação do mercado de petróleo e gás. A ANP é encarregada de comunicar ao CADE qualquer situação que possa configurar infração à ordem econômica. O CADE, por sua vez, é responsável por investigar e aplicar medidas corretivas, de acordo com a legislação antitruste, sempre que sejam identificadas práticas anticompetitivas na indústria de petróleo e gás.

Destaca-se o artigo 19 que diz que "as iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP". Neste sentido, lembra a professora Maria D' Assunção Costa Menezello que "o artigo acima estabelece aqui uma limitação ao poder regulatório, ou seja, o resguardo dos direitos adquiridos dos agentes econômicos e dos consumidores. Independentemente do previsto neste artigo, a Constituição Federal já prescreve essa garantia fundamental no inciso XXXVI do seu art. 5º, ao declarar que a lei nova não prejudicará o direito adquirido."³⁸

No contexto de um Estado brasileiro que evolui de um modelo de Estado-empresário para um Estado-regulador, a Lei nº 9.478/97 e sua aplicação se destacam como um exemplo notável dessa mudança de paradigma. Ela estabelece os princípios fundamentais da política energética, promove o desenvolvimento econômico, protege os interesses dos consumidores e o meio ambiente, enquanto também garante o acesso transparente e equitativo ao mercado de petróleo e gás no Brasil. Sua implementação tem tido um profundo impacto na governança do setor de energia do país, repercutindo significativamente em toda a economia brasileira.

3 ANÁLISE DOS REGIMES

3.1 Regime dos contratos de concessão

A definição do Professor Celso Antônio Bandeira de Mello sobre a concessão de serviço público é a seguinte: "Concessão de serviço público é o instituto através do qual o Estado atribui o exercício de um serviço público a alguém que aceita prestá-lo em nome próprio, por sua conta e risco, nas condições fixadas e alteráveis unilateralmente pelo Poder Público, mas sob garantia contratual de um equilíbrio econômico-financeiro, remunerando-se *pela própria exploração do*

³⁸ MENEZELLO, Maria D' Assunção Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Atlas, 2000, p. 99.

serviço, em geral e basicamente mediante tarifas cobradas diretamente dos usuários do serviço”.³⁹

Em relação ao risco do contrato, a professora Maria Sylvia Zanella Di Pietro, ensina ser concessão "o contrato administrativo pelo qual a Administração confere ao particular a execução remunerada de serviço público ou de obra pública, ou lhe cede o uso de bem público, para que explore por sua conta e risco, pelo prazo e nas condições regulamentares e contratuais"⁴⁰.

Essa responsabilidade objetiva do Estado, se enquadra na “teoria do risco administrativo”, em que o dano sofrido pelo indivíduo deve ser visualizado como consequência do funcionamento do serviço público, não importando se esse funcionamento foi bom ou mau. Importa, sim, a relação de causalidade entre o dano e o ato do agente. O Ministro Alexandre de Moraes, coloca que há uma contradição nesse conceito, como demonstra: “a premissa constitucional para aplicação da Teoria da Responsabilização Objetiva do Risco Administrativo, refere-se, como já verificado, à existência de uma prestação de serviço público, o que inexistente nas hipóteses de exploração de petróleo e gás natural, seja por parte do Poder Público, seja por parte, a partir da EC n.º 9/95, da pessoa jurídica de direito privado, concessionário do Poder do Poder Público”. Ainda é complementado pelo próprio que a concessão de exploração de petróleo e gás se enquadra como atividade econômica e não de serviço público, conseqüentemente, é a concessão de bem público e não concessão de serviço público.⁴¹

O regime jurídico dos contratos de concessão para exploração de petróleo e gás natural foi estabelecido pela Lei nº 9.478/97, explicada anteriormente nesse trabalho, destinando-se a exploração desses combustíveis fósseis em todas as áreas, com exceção das que fazem parte do pré-sal e daquelas designadas como áreas estratégicas. Nesse contrato regime contratual a empresa concessionária possui a totalidade da produção de petróleo e gás natural.

Segundo o art. 24 da lei supracitada, os contratos de concessão devem prever duas fases: a de exploração e a de produção. Destarte:

³⁹ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. 35. ed. rev. e atual. até a Emenda Constitucional 109, de 15.3.2021, e a Lei nº 14.133, de 1.4.2021 (Lei de Licitação e Contratos Administrativos). São Paulo: Malheiros, 2021. p. 678.

⁴⁰ DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito administrativo*. 11.ed. São Paulo: Atlas, 1999. p. 266.

⁴¹ MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. 1/11/2001. Disponível em: <<https://jus.com.br/artigos/2426/regime-juridico-da-concessao-para-exploracao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 02 out. 2023.

“§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.”

Logo adiante o art. 25, coloca que somente poderão obter a concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Além do mais, a concessão implica ao concessionário a obrigação de explorar, como já reforçado, por sua conta e risco, e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. Isso está previsto no art. 26 da “Lei do Petróleo”, sendo que logo em seus parágrafos seguintes, são colocados que em caso de êxito na exploração, o concessionário deverá apresentar seus planos e projetos de desenvolvimento e produção para que sejam submetidos à aprovação da ANP, no qual terá prazo máximo de 180 dias para emitir seu parecer, no caso de o prazo ser estipulado os planos e projetos apresentados serão automaticamente aprovados.

Além da obrigação prevista ao concessionário no art. 26, existem outras obrigações presentes na legislação a serem cumpridas como no arts. 43 e 44, resumidamente são elas:

- I) o pagamento de tributos incidentes sobre o objeto da contratação;
- II) o pagamento das participações legais ou contratuais correspondentes;
- III) a remoção, por sua conta exclusiva, dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão;
- IV) a reparação ou indenização aos danos decorrentes de suas atividades;
- V) a prática de atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes;
- VI) a prestação de garantias referentes ao cumprimento do contrato, através do fornecimento de relatórios, dados e informações relativas às atividades desenvolvidas à ANP, além de submetê-la ao plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

- VII) o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou instituição de servidões;
- VIII) a responsabilidade civil por ato dos seus prepostos;
- IX) a indenização de todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas;
- X) a comunicação à ANP, imediata, em caso de descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais, além da realização da avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;
- XI) o ressarcimento à Agência Nacional do Petróleo ou à União sobre os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de sua responsabilidade.

Ademais, o parágrafo único do art. 43 coloca que as condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, caso haja a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51⁴².

O regime dos contratos de concessão é complexo, possuindo cláusulas essenciais quantos as obrigações do concessionário. Contudo, para que esse contrato seja firmado e se torne efetivo é necessário que o concessionário passe por um processo de licitação, indo desde a formação do edital, ao julgamento da licitação até que seja decidida a proposta vencedora dentro das especificações colocadas e das vantagens que ela trará.

3.1.1 Da licitação

O processo de licitação dos contratos de concessão se inicia com a regulamentação expedida pela ANP e com a criação do edital. O edital da licitação deve ser acompanhado da

⁴² Brasil. Lei nº 9.478/1997. Art. 51 “O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República. Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração”. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 07 de agosto de 1997.

minuta básica do respectivo contrato de concessão que devem indicar o previsto nos incisos do art. 37 da Lei nº 9.478/97, sendo eles:

“(…) I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;

VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição. (...)”

Destaco o inciso III que cita as participações governamentais, sendo elas os bônus de assinatura, os *royalties*, a participação especial e a taxa de ocupação e retenção, sendo tributos que serão abordados com mais detalhes no decorrer desse trabalho. Ademais, o parágrafo único desse artigo coloca um adendo em relação ao prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I, ao elucidar que esse prazo deve ser estipulado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Além do mais, o art. 38 dispõe que o edital deve seguir algumas exigências quando permitida a participação de empresas em consórcio, como a comprovação de compromisso público ou particular de constituição do consórcio, indicação da empresa líder responsável pelo consórcio e pela condução das operações sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, apresentação dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio por cada uma das empresas consorciadas, a proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na

licitação de um mesmo bloco, e por fim, a outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.⁴³

No artigo seguinte da mesma lei, há uma previsão exclusivamente para o caso de empresas estrangeiras que tenham interesse em concorrer pelo contrato de concessão, concorrendo-a isoladamente ou em consórcio. Nesse caso, o edital deve exigir que a empresa estrangeira apresente determinados requisitos, juntamente com sua proposta e em envelope separado. Apesar de ter que passar pela fiscalização da ANP em relação a técnica, capacidade financeira e outras competências, semelhante ao processo realizado com as empresas nacionais, é destacado no inciso IV, o compromisso que a empresa estrangeira deve ter de constituir empresa segunda as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil. Essa é uma forma de fortalecer a soberania nacional e obrigar a empresa a investir no país em contrapartida aos ganhos que ela terá com a exploração e produção de petróleo e gás natural, como consequência disso é gerado empregos, há um aumento em relação aos ganhos da receita através da tributação que incidirá sobre essa empresa estrangeira e o aumento da circulação de capital no território brasileiro. Esse inciso tem tanta importância que há um parágrafo único no art. 39 que destaca que a assinatura do contrato de concessão está diretamente condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV.

Em relação ao julgamento das licitações, a previsão legal está nos arts. 40, 41 e 42 da “Lei do Petróleo”, que estabelecem as diretrizes para a realização deste ato, promovendo a seleção da proposta mais vantajosa. O primeiro artigo supramencionado destaca a importância do julgamento da licitação em identificar a proposta que seja mais vantajosa de acordo com critérios objetivos definidos no documento de convocação. Além disso, ressalta a necessidade de aderência estrita aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes, garantindo um processo justo e transparente.

O artigo subsequente, ou seja, o art. 41, estabelece os critérios a serem considerados no julgamento da licitação. Além de quaisquer outros critérios que o edital possa indicar, o julgamento deve levar em consideração fatores como o programa geral de trabalho, as propostas relacionadas às atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros. Também é necessário considerar as participações

⁴³ BRASIL. Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, art. 279, parágrafo único. Brasília, DF: Presidência da República, 1976. " Art. 279. Parágrafo único. O contrato de consórcio e suas alterações serão arquivados no registro do comércio do lugar da sua sede, devendo a certidão do arquivamento ser publicada.". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6404compilada.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

governamentais mencionadas no artigo 45, que se relacionam aos aspectos financeiros e fiscais envolvidos na concessão.

Por último, o art. 42 merece um destaque, pois ele reafirma o compromisso nacional em relação ao monopólio da Petrobras, sempre beneficiando a empresa dentre as outras, afinal como foi visto anteriormente, o petróleo e o gás natural são bens da União, logo nada mais justo do que ter a preferência sobre esses combustíveis fósseis, para que dessa forma seja arrecadado e que haja lucro em benefício do país. Portanto, é elucidado que em caso de empate entre propostas concorrentes e a Petrobras for uma das competidoras sem formar um consórcio com outras empresas, ou seja, de forma independente, a licitação será decidida em favor da Petrobrás. Isso implica que, em situações de igualdade, a Petrobras receberá preferência no processo de licitação.

3.1.2 Bônus de assinatura

Instituído pelo artigo 45, inciso I, da Lei nº 9.478/97, o bônus de assinatura, conforme definido no artigo 46 da mesma lei, corresponde ao montante oferecido na proposta para adquirir a área concedida para exploração e deve ser quitado no momento da assinatura do contrato entre o concessionário e a ANP. O valor do bônus de assinatura é definido em leilão, como em qualquer leilão, é vencedora a empresa que oferecer o maior valor. O pagamento desse bônus visa recuperar os custos governamentais decorrentes do processo licitatório.

A legislação estabelece que a concessão da área requer um bônus mínimo, calculado pela ANP com base em seus critérios específicos, estabelecidos pelo órgão regulador. Esses critérios devem ser detalhados nos editais de licitação para a concessão de áreas. O texto da lei também determina (conforme o art. 10 do Decreto nº 2.705/98)⁴⁴ que os recursos provenientes dos bônus de assinatura serão alocados à ANP, de acordo com suas necessidades operacionais, e incorporados ao orçamento aprovado.

A lista dos blocos ofertados na 17ª Rodada de Licitações para exploração de petróleo e do gás natural, publicado em 26 de outubro de 2020 e atualizado em dezembro de 2021, colocou que o valor do bônus mínimo para cada bloco, especificamente da Bacia de Campos, varia de R\$2.100.000,00 a R\$9.610.000,00. No caso daqueles que optaram em participar de todos os 15

⁴⁴ BRASIL. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, art. 10. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. "Art 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

blocos ofertados da Bacia de Campos nessa rodada teriam que desembolsar o valor estimado de R\$65.370.000,00 em bônus mínimo.⁴⁵

Basicamente, o bônus de assinatura é o pagamento pelo direito de exploração do patrimônio pertencente à União Federal, nesse caso um bloco de petróleo ou de gás natural, sendo realizado na assinatura do contrato de concessão. Definição que encontra respaldo na Nota Informativa nº 902/2012, da Consultoria Legislativa do Senado Federal brasileiro⁴⁶. Portanto, a União Federal é a favorecida pela compensação financeira do bônus de assinatura, no caso do contrato de concessão e partilha, sendo que no contrato de concessão o valor do bônus de assinatura é determinado pela empresa como elemento de oferta, enquanto no contrato de partilha o valor é predefinido. Entretanto, em contratos de cessão onerosa, a Lei nº 13.885/2019⁴⁷ estabelece a partilha do bônus de assinatura dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010⁴⁸, distribuindo os montantes com Estados e Municípios.

3.1.3 Royalties

Segundo o glossário da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os royalties possuem duas definições. Uma baseada na Lei nº 12.351/10, no qual é considerado como uma “compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do Art. 20 da Constituição Federal”. A outra definição vem do

⁴⁵ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural*. 26/10/2020, atualizado em 30/12/2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/rlpgn/blocos-ofertados-rodadas.csv>>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁴⁶ SENADO FEDERAL. Nota Informativa nº 902, de 2012 – Referente à STC Nº 2012-02611, da Consultoria Legislativa, acerca de elaboração de nota sobre as participações governamentais nas receitas de petróleo, com o objetivo de subsidiar a Comissão do Federalismo.

⁴⁷ BRASIL. Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019. Brasília, DF: Presidência da República, 2019. "Estabelece critérios de distribuição dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e dá outras providências". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Lei/L13885.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁴⁸ BRASIL. § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Brasília, DF: Presidência da República, 2010. " Art. 1º Fica a União autorizada a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal. § 2º A cessão de que trata o caput deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo definido em respectivo contrato de cessão, não podendo tal número exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

Dicionário do petróleo em língua portuguesa, dizendo o seguinte: “compensação financeira paga pelos concessionários na etapa de produção de petróleo ou gás natural, incidente sobre a receita bruta, calculada, em regra, com base no preço de mercado do produto extraído”⁴⁹.

No regime de concessão a divisão da distribuição dos valores dos royalties se encontram na Lei nº 9.478/97. Logo, no art. 47 da mesma lei, é colocado que os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, ou seja, sempre em Real, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural. É notório também salientar que no § 2º desse artigo, é acordado que o Presidente da República por meio de decreto estabelece os critérios utilizados para o cálculo do valor dos royalties, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

A distribuição da parcela do valor dos royalties, no regime de concessão, que representar 5% (cinco por cento) da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do art. 47 deve ser feito da seguinte forma, segundo o art. 48:

“I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres: (Incluído pela Lei nº 12.734, de 2012)

- a) 70% (setenta por cento) aos Estados onde ocorrer a produção;
- b) 20% (vinte por cento) aos Municípios onde ocorrer a produção; e
- c) 10% (dez por cento) aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva:

- a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes;
- b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, conforme definido nos arts. 2º, 3º e 4º da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986⁵⁰;

⁴⁹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁵⁰ Vide arts. 2º, 3º e 4º da Lei nº 7.525/86: Art. 2º Para os efeitos da indenização calculada sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental, consideram-se confrontantes com poços produtores os Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de

c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (...)

e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (...)

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.”

Enquanto no art. 49, é classificado a distribuição da parcela do valor dos royalties, no regime de concessão, que exceder 5% (cinco por cento) da produção, essa divisão acontece da seguinte forma:

“I- quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços.

Art. 3º A área geoeconômica de um Município confrontante será definida a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área de produção petrolífera marítima e a impactos destas atividades sobre áreas vizinhas.

Art. 4º Os Municípios que integram tal área geoeconômica serão divididos em 3 (três) zonas, distinguindo-se 1 (uma) zona de produção principal, 1 (uma) zona de produção secundária e 1 (uma) zona limítrofe à zona de produção principal. § 1º Considera-se como zona de produção principal de uma dada área de produção petrolífera marítima, o Município confrontante e os Municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos: I - instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos; II - instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios. § 2º Consideram-se como zona de produção secundária os Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades. § 3º Consideram-se como zona limítrofe à de produção principal os Municípios contíguos aos Municípios que a integram, bem como os Municípios que sofram as consequências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural. § 4º Ficam excluídos da área geoeconômica de um Município confrontante, Municípios onde estejam localizadas instalações dos tipos especificados no parágrafo primeiro deste artigo, mas que não sirvam, em termos de produção petrolífera, exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima. § 5º No caso de 2 (dois) ou mais Municípios confrontantes serem contíguos e situados em um mesmo Estado, será definida para o conjunto por eles formado uma única área geoeconômica.

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 25% (vinte e cinco por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo;

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) 20% (vinte por cento) para os Estados confrontantes;

b) 17% (dezessete por cento) para os Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas, conforme definido nos arts. 2o, 3o e 4o da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986;

c) 3% (três por cento) para os Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, se for o caso, de acordo com os seguintes critérios: (...)

e) 20% (vinte por cento) para constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios de acordo com os seguintes critérios: (...)

f) 20% (vinte por cento) para a União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.”

Em síntese, os royalties, são uma compensação financeira da produção de petróleo e gás, divididos entre Estados, Municípios e União. Essa distribuição possui variáveis

dependendo da localização da lavra e da proporção da produção. O objetivo é equilibrar o benefício econômico e social entre as diferentes esferas governamentais, enquanto uma parte dos royalties é destinada ao Fundo Social.

3.1.4 Participação especial

A participação especial, conforme estipulada no artigo 45, inciso III, da Lei nº 9.478/97, representa uma forma de compensação financeira extraordinária exigida dos concessionários que atuam na exploração e produção de petróleo ou gás natural. Essa obrigação se aplica quando há uma produção substancial ou de grande rentabilidade, de acordo com os critérios estabelecidos no Decreto nº 2.705/98⁵¹. A sua quitação ocorre trimestralmente, a partir do momento em que a produção inicia em um campo específico dentro de uma área de concessão.

A apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e gás natural envolve a aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo. Este cálculo leva em consideração várias deduções, tais como royalties, despesas com a exploração, custos operacionais, depreciação e impostos, conforme o parágrafo 1º do artigo 50 da Lei nº 9.478/97. As alíquotas variam de acordo com a localização da área de exploração, a duração da produção e o volume de produção trimestral sujeito a fiscalização, detalhado no Decreto nº 2.705/98.

É importante destacar que, se a receita líquida da produção trimestral de um campo for negativa, esse valor poderá ser compensado no cálculo da participação especial em trimestres subsequentes referentes ao mesmo campo.

As deduções permitidas para o cálculo da participação especial são definidas pelo art. 50 da Lei nº 9.478/97⁵² e pela Lei nº 12.858/13⁵³, e incluem várias categorias de despesas,

⁵¹ BRASIL. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, art. 10. Brasília, DF: Presidência da República, 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". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁵² BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, art. 50. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Art 50: "O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.". Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

⁵³ BRASIL. Lei nº 12.858, de 09 de setembro de 2013. Brasília, DF: Presidência da República, 2013. "Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências.". Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/112858.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

como gastos com bônus de assinatura, royalties, pagamentos pela ocupação ou retenção de área, pagamento aos proprietários de terra e 1% da receita bruta destinado a pesquisa e desenvolvimento (P&D), além de gastos exploratórios, custos associados ao desenvolvimento do campo, despesas de produção, desativação de campo e prejuízos anteriores na apuração da participação especial. Por outro lado, encargos financeiros e variações cambiais passivas não são considerados dedutíveis.

No tocante, a participação especial pode ser considerada um tributo, que incide sobre a receita líquida proveniente da exploração de um campo, levando em conta suas despesas elegíveis.

3.1.5 Taxa de ocupação ou retenção de área

A taxa de ocupação e retenção de área, consagrada pelo artigo 45, inciso IV da Lei nº 9.478/97, representa um mecanismo financeiro de suma importância nos contextos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Ela impõe a obrigação aos concessionários que se dedicam a tais atividades de efetuar pagamentos anuais com base na área territorial ocupada por suas operações. Esta disposição é regulamentada com minúcias pelo Decreto nº 2.705/98, especialmente no seu artigo 28.

O procedimento tácito dessa taxa é apurado de forma relativamente direta, considerando o número de dias de vigência do contrato de concessão ao longo do ano civil. Os valores unitários a serem aplicados nesse cálculo são previamente estipulados no edital e no contrato de concessão, variando em função das distintas fases da atividade, notadamente as fases de exploração e produção. Tais valores unitários, que se expressam em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, são cuidadosamente calibrados, tomando em conta características geológicas específicas, a localização da bacia sedimentar na qual o bloco objeto da concessão se encontra e outros fatores de relevância.

Os recursos gerados a partir dos pagamentos referentes à taxa de ocupação e retenção de área são direcionados de acordo com o que prescreve o artigo 16 da Lei nº 9.478/97, delineando um destino de recursos que deve contribuir para o desenvolvimento e aprimoramento da indústria de petróleo e gás, financiando as despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas por lei, bem como para o bem-estar das comunidades envolvidas.

Portanto, a taxa de ocupação e retenção de área assume uma função preponderante, ao garantir uma justa contrapartida financeira pelos concessionários, levando em consideração não apenas a extensão da área ocupada, mas também a complexa interação de variáveis geológicas e o estágio evolutivo das operações.

3.2 Regime dos contratos de partilha de produção

O contrato de partilha de produção está previsto na Lei nº 12.351/10, sendo aplicado à exploração ocorrida no pré-sal e nas áreas definidas como estratégicas, diferentemente do contrato de concessão. O contrato possui esse nome pois a contratada partilha com a União o Excedente em Óleo, que corresponde à uma porção da produção de petróleo e gás natural, com base em critérios estabelecidos em cada contrato, resultante da discrepância entre o volume total da produção, as parcelas relacionadas ao custo em óleo e aos royalties devidos. Este modelo pode ser concebido como uma colaboração entre as contratadas e a União, na qual ambas obtêm vantagens com o incremento da produção por meio dessa divisão. Existe também a possibilidade de a Petrobrás operar sozinha ou ser a operadora dos consórcios em caso de licitação.

O edital de licitação dessa espécie de contrato não se diferencia em tanto do edital de licitação do contrato de concessão, a principal diferença está na indicação do percentual mínimo do excedente em óleo da União, a formação do consórcio indicando a respectiva participação mínima da Petrobras e os critérios para definição do excedente em óleo do contratado. Todavia, o julgamento da licitação além de buscar a proposta mais vantajosa, estabelece esse critério analisando a oferta de maior excedente em óleo para a União.

A legislação que rege o contrato de partilha de produção foi criada exclusivamente com o intuito que houvesse a exploração da camada do pré-sal, tendo esse contrato a duração de 35 (trinta e cinco) anos, além de prever duas fases, assim como o contrato de concessão analisado anteriormente, sendo elas: a fase exploração e de produção.

A etapa da fase de exploração envolve uma série de atividades destinadas a avaliar a possibilidade de descoberta de depósitos de petróleo ou gás, bem como determinar sua viabilidade comercial. De acordo com a minuta contratual submetida à consulta pública, essa fase se inicia na data de assinatura do contrato e tem uma duração padrão de quatro anos, com a possibilidade de prorrogação.

Durante ela, os participantes do consórcio são obrigados a cumprir integralmente o programa exploratório mínimo estabelecido. Este programa representa um conjunto de atividades de pesquisa e perfuração de poços, que são essenciais para avaliar as potencialidades de petróleo e gás natural na área em questão. A realização dessas atividades é fundamental para determinar o potencial de produção e rentabilidade da operação.

É importante ressaltar que o contrato estabelece requisitos rigorosos para o cumprimento do programa exploratório mínimo. Os poços perfurados devem atingir os objetivos estratigráficos⁵⁴ necessários para uma avaliação adequada do potencial de petróleo e gás natural na área. A inexecução, seja parcial ou integral, do Programa Exploratório Mínimo acarreta a extinção automática do contrato, sem prejuízo da execução das garantias financeiras relacionadas às atividades exploratórias. Além disso, estão previstas sanções apropriadas para lidar com qualquer não conformidade ou infração.

Em resumo, a fase de exploração de recursos de petróleo e gás natural, representa uma etapa crítica que requer o cumprimento estrito do programa exploratório mínimo, a fim de avaliar o potencial da área em questão e garantir o desenvolvimento eficaz e responsável desses recursos energéticos.

Enquanto a fase de produção é acionada a partir da data em que os membros do consórcio apresentam à Agência Nacional do Petróleo a declaração de comercialidade correspondente. A duração dessa fase está intrinsecamente ligada à validade do contrato estipulado. É fundamental observar que o contrato de partilha de produção abrange exclusivamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, excluindo qualquer outro recurso natural. Portanto, é incumbência do operador notificar a descoberta de quaisquer outros recursos, em conformidade com o artigo 30 da legislação aplicável.

Em caso de extinção do contrato de partilha de produção, o contratado assume a responsabilidade pela remoção dos equipamentos e bens que não estão sujeitos a reversão. Adicionalmente, o contratado é obrigado a reparar eventuais danos decorrentes de suas atividades e a cumprir as medidas de recuperação ambiental determinadas pelas autoridades competentes. Este compromisso reflete o compromisso do operador em garantir a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental em todas as fases da exploração de recursos energéticos.

⁵⁴ A estratigrafia é o ramo da Geologia que estuda os estratos ou as camadas de rochas, buscando determinar os processos e os eventos que a formaram

Ademais, é apresentado também nessa espécie de contrato o conceito de Custo em Óleo, sendo uma representação da fração da produção de petróleo e gás natural associada às despesas e aos investimentos efetuados pela contratada durante a condução das atividades de exploração e produção, estando sujeita a limites, prazos e condições estipulados no contrato. Vale ressaltar que, no âmbito do contrato de partilha, as empresas contratadas também pagam Royalties, sendo as alíquotas fixadas em 15% (quinze por cento), sendo eles pagos mensalmente, em moeda nacional, e incidindo sobre a produção desses combustíveis fósseis. Este modelo pode ser concebido como uma colaboração entre as contratadas e a União, na qual ambas obtêm vantagens com o incremento da produção por meio da divisão do Excedente em Óleo.

É importante salientar a função que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) exerce, pois ele deve apresentar ao Presidente da República as diretrizes para a comercialização do petróleo e gás natural destinado à União nos contratos de partilha de produção, considerando como prioridade de abastecimento o mercado nacional, previsto no art. 9º da legislação em questão, especificamente em seus incisos VI e VII.

Há de se comentar as diferenças entre o contrato de partilha de produção e o contrato de concessão, em que as especificidades a serem apresentadas são exclusivas do regime de partilha, sendo elas: I – A produção no regime de partilha é repartida entre a União e a contratada; II – O controle da operação é obrigatoriamente da Petrobrás e da PPSA no consórcio; III – O bônus de assinatura já possui valor predefinido nesse regime; IV – Os royalties têm a alíquota fixada em 15% (quinze por cento) sobre a produção de petróleo, gás natural e afins, além de compartilhar o excedente em óleo com a União e possuir menos tributos que o contrato de concessão; V – O retorno para a empresa se baseia no custo em óleo e no lucro sobre o óleo.

Em síntese, o contrato de partilha de produção, é aplicado na exploração do pré-sal e em áreas estratégicas. Nesse contrato, a contratada compartilha o Excedente em Óleo com a União, resultante da diferença entre a produção total, os custos em óleo e os royalties. Esse modelo é uma colaboração entre as contratadas e a União, por meio da ANP e da Petrobras, sendo crucial cumprir o Programa Exploratório Mínimo, sob risco de extinção contratual. Comparado ao contrato de concessão, o contrato de partilha envolve a divisão da produção com a União, controle compartilhado e um modelo de tributação diferenciado.

3.3 Regime dos contratos de cessão onerosa

O contrato de cessão onerosa foi promulgado pela Lei nº 12.276/10, sendo a característica distintiva desse contrato o fato que, no passado, a União cedeu à Petrobras o direito de exploração em determinadas áreas do pré-sal, com base em um acordo de "cessão onerosa". Essa cessão permitiu que a Petrobras tivesse preferência na exploração dessas áreas, em troca do pagamento de um valor fixo à União.

Com o tempo, percebeu-se que as áreas em questão tinham um potencial de produção muito maior do que inicialmente estimado. Portanto, o governo brasileiro optou por revisar o contrato original, negociando ajustes para garantir que a exploração fosse feita de maneira justa e refletisse o valor real dos recursos no pré-sal. Isso envolveu a realização de um acordo entre a União e a Petrobras para revisar os termos do contrato original.

Sob os termos da renegociação, a Petrobras concordou em pagar uma quantia adicional à União para ter o direito de explorar as áreas por um período estendido. Além disso, o governo brasileiro tem a possibilidade de licitar áreas adicionais do pré-sal para outras empresas, permitindo a exploração em regime de partilha.

Ademais, houve a capitalização da Petrobras que teve o objetivo de dar acesso a empresa aos recursos financeiros necessários para a exploração e a produção dos hidrocarbonetos da camada do pré-Sal. O restante dos recursos veio da aquisição de novas ações que os atuais acionistas tiveram direito de adquirir devido ao aumento de capital realizado pela União. Parte das ações que foram ofertadas a estes acionistas e que não foram adquiridas, a própria União adquiriu, prioritariamente, no qual a participação do Estado aumentou de menos de 40% (quarenta por cento) para 47,8% do capital social da Companhia, sendo o restante ofertado ao público em geral no mercado de capitais. Segundo comunicação da empresa, dados preliminares apontam que esse processo captou entre 75 (setenta e cinco) e 100 (cem) bilhões de Reais⁵⁵. Essa cessão é intransferível, devendo produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de 5 (cinco) bilhões de barris equivalentes de petróleo, não podendo exceder tal número.

Dito isso, é enriquecedor trazer a análise das cláusulas mais importantes desse contrato⁵⁶:

⁵⁵ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *O regime regulador misto: concessão e partilha*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=63573&m=o%20regime%20regulador%20misto&t1=&t2=>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁵⁶ CÂMARA DOS DEPUTADOS. Consultoria Legislativa. *Descrição e Análise do Contrato de Cessão Onerosa entre União e a Petrobrás*. Consultor Legislativo: Paulo César Ribeiro Lima. Disponível em: <<https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/4745>>. Acesso em: 03 out. 2023.

I) nos Programas de Exploração Obrigatórios (PEOs) dos blocos definitivos, não há risco de perda do bloco. Isso é diferente do contrato de concessão, onde o não cumprimento do PEO resultará apenas em multa no prazo estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa.

II) a Petrobras tem o direito de solicitar à União a execução das atividades do PEO no bloco contingente, desde que comprovado que o total dos volumes recuperáveis nos blocos definitivos seja menor que o volume máximo, no prazo máximo de 4 anos a partir da data de assinatura.

III) o valor inicial do contrato é de R\$ 74.807.616.407,00, equivalente a US\$ 42.533.320. A Petrobras fará o pagamento à União até 30 de setembro de 2010, em títulos da dívida pública mobiliária federal ou em Reais.

IV) o contrato tem uma duração de 40 anos a partir da data da assinatura, com uma taxa de desconto real de 8,83% ao ano. A União pode prorrogar o prazo por até 5 anos, mediante solicitação da Petrobras.

V) a Petrobras assume todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das operações e suas consequências, em troca da propriedade do petróleo e gás natural produzidos e apropriados no ponto de medição da produção, sujeitos aos royalties.

VI) as atividades do contrato serão divididas em duas fases: a fase de exploração, que inclui a avaliação de descobertas de petróleo e gás natural para determinar a comercialidade, com duração máxima de 4 anos, prorrogável por 2 anos; e a fase de produção, que envolverá o desenvolvimento das atividades.

VII) após a conclusão da produção dos volumes da cessão onerosa ou o término do contrato por qualquer motivo, o campo será devolvido à União. A ANP pode solicitar que a Cessionária não feche poços, não desative instalações e equipamentos e fique responsável por eles após a saída da Petrobras.

VIII) os volumes de petróleo e gás natural obtidos durante os testes de formação e produção pertencem à Petrobras e são usados para calcular royalties, incluindo perdas e queimas durante as operações.

IX) quando for identificado que a jazida se estende além da área do contrato, a Petrobras deve iniciar o processo de individualização da produção e celebrar um acordo com o concessionário ou contratado sob outro regime para exercer atividades de pesquisa e lavra.

X) a Petrobras tem a liberdade de dispor dos volumes de petróleo e gás natural produzidos no contrato. Em caso de emergência nacional que possa ameaçar o fornecimento de petróleo ou gás natural no país, declarada pelo Presidente da República ou pelo Congresso Nacional, a ANP pode, mediante notificação por escrito com 30 dias de antecedência, exigir que a Petrobras atenda às necessidades do mercado interno ou dos estoques estratégicos do país.

XI) o regime geral dos bens usados pela Petrobras nas operações não prevê a reversão desses bens. No entanto, bens móveis e imóveis, principais e acessórios, existentes em qualquer parte da área do contrato podem reverter para a União, a critério exclusivo da Cedente, ouvida a ANP, se forem considerados necessários para garantir a continuidade das operações ou forem de interesse público.

Em resumo, o contrato de cessão onerosa, destaca-se por sua origem na concessão à Petrobras do direito de exploração de áreas não concedidas localizadas no pré-sal em troca de algumas contrapartidas. Diante da descoberta de um potencial maior do que o estimado, o governo brasileiro renegociou o contrato e permitiu à Petrobras estender sua exploração mediante pagamento adicional e a possibilidade de licitar áreas a outras empresas. O contrato também aborda cláusulas cruciais, como a garantia de não perda de blocos em Programas de Exploração Obrigatórios, os termos financeiros e a responsabilidade da Petrobras, reforçando seu compromisso com a exploração responsável do petróleo e gás no pré-sal.

3.4 Análise comparativa dos regimes internacionalmente

A indústria de petróleo e gás é fundamental para o suprimento de energia global, mas a forma como os países gerenciam seus recursos hidrocarbonetos varia amplamente. Este estudo analisa quatro regimes jurídico-regulatórios predominantes adotados por países produtores: concessão, contrato de partilha de produção, contrato de serviços e *joint venture*. Em adição, regimes múltiplos podem ser empregados quando diferentes regiões dentro de um mesmo país possuem características distintas, permitindo maior flexibilidade para atender às particularidades locais.

Os contratos de serviços são comuns em Estados onde a exploração e produção de hidrocarbonetos são monopólio estatal. Nestes países, as empresas exploradoras têm acesso limitado ou nenhum às atividades de exploração e às reservas de hidrocarbonetos. Existem duas

modalidades de contrato de serviços: sem risco e com cláusula de risco. O primeiro é menos atrativo quando as empresas exploradoras desejam acessar reservas para comercialização direta. No entanto, em situações em que a empresa exploradora é contratada pela estatal petrolífera, isso pode permitir a aquisição de conhecimento geológico e relacionamento com as partes envolvidas.

Os contratos de serviço com cláusula de risco são adotados em países que buscam atrair empresas exploradoras, apesar da proibição de delegação de atividades de exploração pela estatal petrolífera. Este tipo de contrato permite o pagamento em petróleo ou desconto no preço do barril pela empresa exploradora, permitindo acesso limitado às reservas do país produtor. A empresa exploradora assume os riscos das atividades exploratórias e dos investimentos, recebendo compensação apenas se encontrar reservas comercializáveis. Embora tenham sido utilizados no passado, esses contratos têm perdido espaço para os regimes de concessão e partilha de produção.

Durante anos, os contratos de serviço foram utilizados pela Petrobrás (da sua criação até a promulgação da Lei do Petróleo), chegando a serem adotados no México (nos anos da década de 1950, no Irã e no Iraque (década de 1960)⁵⁷. No caso do Irã e do Brasil, o modelo utilizado foi o contrato de serviço com cláusula de risco, pois visavam atrair empresas exploradoras para o desenvolvimento dessas atividades, evitando a proibição legislativa de E&P (exploração e produção), que era monopólio da empresa estatal.

Enquanto no caso do México, é implementado um contrato de serviço sem cláusula de risco, especialmente voltado para a exploração e produção de gás natural não associado. Neste modelo, diversas empresas exploradoras multinacionais, incluindo a Petrobras, estão envolvidas como contratadas. Essa decisão foi tomada para estimular a participação dessas empresas exploradoras, uma vez que o ambiente regulatório do país restringia a adoção de alternativas contratuais, já que a legislação local proíbe expressamente o pagamento dos serviços com a produção de hidrocarbonetos.

No regime de joint venture o que acontece é uma forma de parceria em que as partes estabelecem uma sociedade com um propósito específico, sem a celebração de contratos de concessão ou partilha. É frequentemente utilizada em países onde empresas estatais são atuantes na exploração e produção e detêm o direito originário de conduzir essas atividades. A

⁵⁷ TOZZINI FREIRE ADVOGADOS; BAIN & COMPANY. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. 2009. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Rel-Consol-1de6.pdf>. Acesso em: 20 out. 2023. p.14.

Venezuela, por exemplo, requer a formação de empresas mistas entre a estatal petrolífera e empresas exploradoras para realizar as atividades. Na Nigéria, a joint venture foi amplamente utilizada no passado, e, embora exista previsão legal, não é amplamente aplicada.

Os contratos de concessão e de partilha de produção são os mais comuns globalmente. Há de se destacar alguns países que utilizam o regime de concessão, como: Alemanha, Brasil, Canadá, Congo, Dinamarca, África do Sul, Argentina, Austrália, Brunei, Emirados Árabes Unidos, Espanha, França, Holanda, Inglaterra, Itália, Moçambique, Paquistão, Tailândia, Tunísia.⁵⁸

Já entre os principais países que utilizam dos contratos de partilha de produção se destacam grandes produtores como Angola, Indonésia, Cazaquistão, Nigéria, Líbia, Bolívia, Camarões, China, Bahrein, Egito, Gabão, Iêmen, Índia, Irã, Malásia, Omã, Qatar, Síria e Turquia, além do Brasil.

Cada país tem suas próprias características regulatórias e objetivos específicos na gestão de seus recursos. Por exemplo, nos Estados Unidos, a propriedade mineral no subsolo é separada da propriedade de superfície, permitindo que terceiros explorem recursos em terrenos privados. A Constituição americana não prevê que os recursos naturais pertencem a União, além de não existir uma lei federal sobre o petróleo, como consequência apenas os recursos encontrados no subsolo das propriedades pertencentes ao governo que são de sua propriedade. Dessa forma, os recursos minerais encontrados no subsolo pertencem ao dono do solo, como uma manifestação do direito da propriedade imobiliária.

Como explicado por William Prescott Mills Schwind e Felipe Alice:

“Nos Estados Unidos, os direitos aplicáveis aos recursos do petróleo e gás, bem como quaisquer outros recursos minerais presentes no subsolo, trata-se de direitos de propriedade imobiliária cuja aplicação engloba todos os aspectos da propriedade real. Nesse sentido, e como regra geral, o proprietário de uma área não é apenas dono da superfície embaixo da qual está situada a reserva de petróleo e gás, mas também o proprietário desses recursos naturais, retendo o direito de desenvolvê-los”.⁵⁹

⁵⁸ SCHWIND, Willian Prescott Mills; ALICE, Felipe. Participações governamentais na exploração e produção de petróleo e gás. Perspectivas do direito comparado e norte-americano. *Revista do Direito da Energia*, nº 9, set. 2009.

⁵⁹ *Idem.*

Eles também explicam o sistema jurídico norte-americano está no fato de que os direitos referentes à propriedade de superfície podem ser separados dos direitos atinentes à propriedade mineral. Neste caso, a propriedade mineral prevalece sobre a propriedade de superfície permitindo a realização na superfície de atividades de pesquisa e exploração dos recursos do subsolo, inclusive o direito de acesso ao terreno, desde que não haja abuso na interferência com o direito de propriedade da superfície.⁶⁰

Existe também a regra de captura, pela qual o detentor de uma região adquire a propriedade do petróleo e gás extraídos em seu território, mesmo que esses recursos tenham se deslocado de terras vizinhas pertencentes a outros donos.

É importante notar que nos Estados Unidos, o direito de propriedade imobiliária possibilita a transferência dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás através de um instrumento de lease⁶¹ ou de um contrato de transferência de direitos⁶². Dessa maneira, os governos estaduais e federal só recebem royalties se forem os proprietários das terras onde ocorre a exploração de petróleo e de gás. No âmbito federal, estão as áreas terrestres de propriedade do Governo, tais como: parques nacionais, terras objeto de assentamento de índios etc.

No âmbito estadual, estão compreendidas as áreas pertencentes aos Estados. As áreas exploradas fora do continente podem ser:

“(...) federais ou estaduais a depender da sua distância da costa. Os Estados têm jurisdição sobre as terras submersas que se estendam 3 milhas náuticas do litoral (...) Nos estados do Texas e Flórida, porém, o limite estadual é mais amplo, fixados em 3 léguas marítimas... A jurisdição federal se estende além do limite estadual até a fronteira da Zona Econômica Exclusiva (...)”⁶³

Os autores ainda colocam que “(...) os direitos de exploração são transmitidos através de um contrato de lease de petróleo e gás, denominado oil and gas lease, inexistindo concessões, contratos de partilha de produção ou contrato de serviço. O contrato de lease, que se assemelha em muitos aspectos a um contrato típico de locação imobiliária, é assinado entre o dono do terreno aplicável, como "locador", e uma terceira parte, como "locatário", na nomenclatura americana”.

⁶⁰ *Idem.* Op. cit., p. 73.

⁶¹ *Idem.*

⁶² *Idem.*, p. 74.

⁶³ *Idem.*, p. 75.

Em relação aos royalties do petróleo, os autores em comentam que:

“(…) na medida em que existe produção de petróleo e/ou gás em quantidades comercialmente viáveis são certos e razoavelmente previsíveis os direitos do proprietário, seja privado ou governamental, de reter uma determinada porcentagem da produção ou de participar em uma determinada porcentagem dos resultados obtidos com a sua venda. Os royalties são normalmente devidos durante a produção comercial do petróleo e do gás e são livres dos custos de exploração e produção. Não obstante, o dono dos royalties é proporcionalmente responsável pelos custos de comercialização dos hidrocarbonetos produzidos. Em terras federais, os royalties podem ser pagos tanto em dinheiro como em substância, conforme determinado pelo *Mineral Management Service*.”

No caso de licitação de áreas federais offshore nos Estados Unidos, o *Mineral Management Service* (MMS) supervisiona os procedimentos de licitação. Nesse processo, há a cobrança de um bônus de assinatura, que é oferecido pelos licitantes. Ao apresentar sua proposta, o licitante deve depositar um quinto do valor total oferecido como bônus de assinatura. Se a proposta for rejeitada, esse valor é reembolsado ao licitante. Se a proposta for aceita como vencedora, o licitante deve pagar os quatro quintos restantes do bônus de assinatura. Além disso, o vencedor da licitação é responsável pelo pagamento de aluguéis até que os royalties sejam gerados a partir da produção de petróleo e gás.

Essa análise comparativa revela a diversidade de abordagens na gestão dos recursos de petróleo e gás em diferentes partes do mundo, refletindo a importância da regulação no setor energético global e a busca por equilibrar interesses econômicos, ambientais e sociais. Conforme os desafios energéticos e ambientais evoluem, é fundamental entender esses regimes e suas implicações para um desenvolvimento sustentável da indústria de petróleo e gás em todo o mundo.

4 A REGIÃO NORTE FLUMINENSE E A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

4.1 Histórico e influência econômica

A região Norte Fluminense está localizada no Estado do Rio de Janeiro, tendo o seu litoral uma extensão de aproximadamente 180 quilômetros. O litoral dessa região é constituído pelos seguintes municípios: Macaé, Carapebus, Quissamã, Campos dos Goytacazes, São João da Barra e São Francisco de Itabapoana, e é subdividida em dois polos regionais: um composto pelo município de Campos dos Goytacazes e o outro por Macaé. A região está localizada em um ponto geográfico extremamente estratégico para a exploração e produção de petróleo e gás natural, pois em seu litoral está distribuída parte de uma das maiores bacias sedimentares do país, a Bacia de Campos.

Anteriormente a chegada da indústria petrolífera, os polos regionais tinham suas economias pautadas na produção de cana de açúcar, no café, na pecuária e na atividade pesqueira. Contudo, com a Crise de 1929, que atingiu o mundo inteiro, Campos e Macaé foram extremamente afetadas, causando uma enorme recessão na atividade agrícola. De acordo com Armando Borges: “oitenta por cento das firmas que transacionavam com café faliram, e outras encerraram as suas atividades. Conseqüentemente, os reflexos negativos das falências arrastaram outras empresas prejudicando todo o contexto empresarial do município, inclusive as Usinas São Luiz e Cabiúnas que encerraram as suas atividades, pois, tiveram grandes prejuízos com transações e trocas de açúcar e aguardente por café, para recebimentos e entregas futuras”.⁶⁴

Foi somente com a chegada da Petrobras nos anos 70 e o início da exploração que houve um “fôlego” econômico, tendo a indústria do petróleo alavancado o desenvolvimento da região. A maior parte dessas empresas se consolidaram no município de Macaé, como resultado houve um grande fluxo migratório em busca de novas oportunidades de emprego. O professor de geografia Frederic Monié analisa essa migração: “os fluxos migratórios oriundos do Norte e do Noroeste Fluminense, da Zona da Mata mineira e de alguns municípios do sul do Espírito Santo, provocaram um deslocamento do centro de gravidade demográfico em direção ao litoral, em particular para a sub-região de Macaé”.⁶⁵

Só na década de 80, a Petrobras gerou 10.000 empregos diretos⁶⁶, sem contar os empregos indiretos que surgiram para a realização de obras e empreitadas. Além das empresas

⁶⁴ BORGES, Armando. *A Associação Comercial e o progresso de Macaé*. Campos dos Goytacazes: Lar Cristão, 1988. p.53.

⁶⁵ MONIÉ, FREDERIC. *Petróleo, industrialização e organização dos espaços regionais*. IN: PIQUET, R. (org.) *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

⁶⁶ CRUZ, Jose Luis Vianna. *Modernização produtiva, crescimento econômico e pobreza no Norte Fluminense (1970 – 2000)*. In: PESSANHA, R. M. e SILVA NETO, R. *Economia e Desenvolvimento no Norte Fluminense: da cana-de-açúcar aos royalties do petróleo*. Campos dos Goytacazes: WTC Editora, 2004. p.93.

de apoio às atividades offshore, novos negócios surgiram, impulsionando o mercado local. Nesse período, a Bacia de Campos se destacou como o principal polo de exploração de petróleo no Brasil, internacionalmente reconhecida pelo pioneirismo em águas profundas. Como consequência, o Norte Fluminense passou a liderar a produção petrolífera do país, extraindo das plataformas marítimas da região cerca de 60% de toda a produção nacional⁶⁷.

Nos anos seguintes houve um expressivo aumento no PIB (Produto Interno Bruto) da região, sendo muito maior que o crescimento médio nacional, resultando em um enorme desenvolvimento urbano que modernizou todos esses municípios. O aumento desse indicador está ligado à promulgação da “Lei do Petróleo”, no qual esses municípios passaram a receber royalties, que representam uma porcentagem dos rendimentos gerados pela exploração de petróleo e gás natural na região.

Essa região viu sua receita crescer consideravelmente graças aos repasses dos royalties, que correspondem a 5% (5 por cento) a 10% (dez por cento) da produção mensal dos campos petrolíferos da região, bem como das participações especiais. Para se ter um panorama geral, o Norte Fluminense arrecadou R\$3,09 bilhões em royalties e R\$263 milhões em participações especiais em 2022, segundo levantamento da Firjan.⁶⁸

Ademais, o fim do monopólio da Petrobras na exploração de petróleo no Brasil foi determinante para esse resultado, pois com a criação da ANP, o mercado de petróleo e gás passou a receber investimentos de empresas estrangeiras. Essa mudança estimulou a expansão do número de empresas prestadoras de serviços na cidade, direta e indiretamente ligadas à indústria do petróleo. Como resultado, houve um significativo aumento na arrecadação financeira por meio de impostos como o ISS (Imposto Sobre Serviços), ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e IPTU (Imposto Predial e Territorial Urbano). Isso contribuiu para que a região possuísse cidades que estão entre as que mais arrecadam no país.

Além do mais, com a descoberta do Pré-sal em 2006 e o início da sua exploração com a promulgação das leis n° 12.276 e 12.351, ambas de 2010, a região norte fluminense experimentou um significativo impulso econômico. O Pré-sal, com suas vastas reservas de petróleo, tornou-se um ativo fundamental para a economia local, contribuindo para o aumento da produção de petróleo e gás na Bacia de Campos e nas áreas adjacentes. Essa descoberta não apenas fortaleceu a posição de destaque da região no cenário nacional, mas também solidificou

⁶⁷ RAMIRES, Júlio Cesar de Lima. *As Grandes Corporações e a dinâmica socioespacial: a ação da Petrobras em Macaé*. Revista Brasileira da Geografia, Rio de Janeiro, v. 53, n. 4, p.115-149, out/dez. 1991.

⁶⁸ Firjan. *Firjan destaca arrecadação expressiva em participações especiais e royalties de petróleo no RJ em 2022*. 13/01/2023. Disponível em: <<https://firjan.com.br/noticias-1/firjan-destaca-arrecadacao-expressiva-em-royalties-e-participacoes-especiais-fluminense-em-2022-1.htm?l>>. Acesso em: 03 out. 2023.

sua importância como um dos polos mais relevantes na indústria de energia do Brasil, gerando empregos, atraindo investimentos e impulsionando o desenvolvimento econômico de toda a região.

Atualmente um desses principais investimentos é o Porto do Açu, em São João da Barra. Inaugurado em 2016, é considerado o maior complexo portuário e industrial privado da América Latina. O porto é caracterizado por investimentos privados que totalizam R\$ 20 bilhões, abrigando 20 empresas de classe mundial e se destacando como detentor do terceiro maior terminal de minério de ferro do Brasil, contribuindo com 30% das exportações nacionais de petróleo. Além disso, é notável por abrigar o maior parque térmico da América Latina e por ser a sede da maior base de apoio offshore do mundo.⁶⁹

4.2 A Bacia de Campos

Segundo dados da ANP, a Bacia de Campos contempla uma área de aproximadamente 169.000 km², sendo ela a segunda maior base nacional de petróleo, atrás somente da Bacia de Santos, e onde está situada uma das maiores reservas provadas do país. Sua superfície é distribuída ao longo do litoral que banha o Norte do Estado do Rio de Janeiro e o Sul do Estado do Espírito Santo, sendo os seus limites estabelecidos ao Norte, pelo alto de Vitória, com a Bacia do Espírito Santo, e ao Sul, pelo Alto de Cabo Frio, com a Bacia de Santos⁷⁰.

Sua história tem início no final dos anos 1950, quando a Petrobras começou uma iniciativa para adquirir dados sísmicos bidimensionais nas águas rasas⁷¹ da Bacia de Campos. No entanto, apenas em 1974, após o desenvolvimento de tecnologias exploratórias que possibilitavam pesquisas em profundidades de até 200 metros (consideradas "águas profundas"⁷² naquela época), foi feita a primeira descoberta de um poço de petróleo com

⁶⁹ CNN. *Porto do Açu: um ecossistema repleto de possibilidades para o setor. Com a transição energética se tornando realidade no país e o mercado demandando mudanças, o Açu reúne todos os requisitos necessários para essa transformação e se torna pioneiro no setor.* 01/11/2022. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/branded-content/noticias/porto-do-acu-um-ecossistema-repleto-de-possibilidades-para-o-setor/>>. Acesso em: 03 out. 2023

⁷⁰ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Bacia de Campos. *Sumário Geológico e Setores em Oferta. Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica SAG.* 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/sumario_geologico_op_campos.pdf>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário.* Águas rasas: "Águas oceânicas situadas em áreas com lâmina d'água, em geral, inferior a 300 m. (Fonte: Dicionário do petróleo em língua portuguesa)". Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/ acesso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷² Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Glossário.* Águas profundas: "Águas oceânicas situadas em áreas com lâmina d'água em geral entre 300 m e 1.500 m. (Fonte: Dicionário do Petróleo em Língua

produção comercial. Este poço é atualmente o local de operação do campo de produção conhecido como Garoupa²⁶. A produção de petróleo efetivamente teve início em 1977 no campo de petróleo chamado Enchova. A Petrobras, sete anos após a descoberta de petróleo na Bacia de Campos, praticamente triplicaria a quantidade de sua produção diária⁷³.

Nos anos 1990, a atividade na Bacia de Campos se caracterizou pela expansão das descobertas de reservas de petróleo e pelo aprimoramento das técnicas de perfuração em águas ainda mais profundas. Após a aprovação da Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), a exploração de petróleo em águas ultraprofundas na Bacia de Campos começou, juntamente com o prosseguimento das descobertas em águas mais rasas.

Atualmente a bacia conta com 61 (sessenta e um) campos descobertos, sendo 38 (trinta e oito) em fase de produção, 05 (cinco) em fase de desenvolvimento e 18 (dezoito) em devolução (SIGEP, agosto/22). Registram-se 34 blocos exploratórios em concessão, sendo 03 (três) sob o regime de Partilha. Ela é responsável por aproximadamente 30% (trinta por cento) da produção nacional de petróleo e gás natural nacional, somando uma produção acumulada de 14 (quatorze) bilhões de barris de óleo e gás (boe) desde o início de sua exploração. São aproximadamente 280 (duzentos e oitenta) poços produtores localizados na região e atualmente a produção é realizada em cerca de 25 (vinte e cinco) plataformas marítimas de exploração.⁷⁴

4.3 Termelétricas

O potencial energético da região atrai muitos investimentos nacionais e internacionais, demonstrando a relevância estratégica que ela tem para o país. Além de ser uma das regiões que mais produz petróleo, gás natural e derivados no Brasil, hoje também há um foco em relação a demanda energética que o país possui e o potencial de produção energética da região.

Dessa demanda econômica-social, surgiram investimentos para a construção de usinas termelétricas na região. Em 2017, houve um leilão de energia em que a operação da termelétrica Marlim Azul teve como ganhadora a Arke Energia, a partir de uma colaboração com as

Portuguesa)". Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷³ CAETANO FILHO, E. *O papel da pesquisa nacional de exploração e exploração petrolífera da margem continental na Bacia de Campos*. Em: PIQUET, Rosélia (Org.) *Petróleo, royalties e região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003. p.45.

⁷⁴ Petrobras. *Exploração e produção para garantir a energia necessária à sociedade. Bacia de Campos*. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/quem-somos/exploracao-e-producao>>. Acesso em: 03 out. 2023.

empresas Pátria Investimentos, Shell e Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS), do que hoje é a primeira termelétrica a gás natural a funcionar 100% do tempo e a utilizar o gás do pré-sal. O modelo de negócio baseou-se na adoção da inflexibilidade entre novembro e maio, durante o período de chuvas, no restante do ano ela pode ou não ser chamada a operar pelo ONS (Operador Nacional Sistema Elétrico)⁷⁵. Possuindo a capacidade de gerar 565 megawatts (MW) suficientes em potência para atender ao consumo de uma população de 2,5 milhões de habitantes, a termelétrica apresenta uma solução integrada entre produção de gás, geração e comercialização de energia elétrica⁷⁶. A Marlim Azul I e II já estão instaladas, além de outra estar em processo de construção.

Além do complexo da Marlim Azul, a região possui a segunda maior termelétrica do Brasil, localizada no Porto do Açu, a “GNA 1”. A usina possui 1.338 megawatts (MW) de capacidade instalada, suficiente para fornecer energia a 6 (seis) milhões de residências, e vai contribuir para o Sistema Interligado Nacional (SIN).⁷⁷

Além das sete termelétricas no estado conectadas ao SIN, o Iema (Instituto de Energia e Meio Ambiente) rastreou ao menos 19 (dezenove) usinas termelétricas licenciadas e ainda não contratadas, porém planejadas para atuar no Norte Fluminense: além das 12 (doze) de Macaé, há três na região do Porto do Açu, em São João da Barra, duas em Campos dos Goytacazes e duas em São Francisco de Itabapoana⁷⁸.

Em síntese, o norte fluminense consolidou sua posição como um pilar fundamental na matriz energética do Brasil, com Macaé buscando firmemente seu status de capital da energia. A região atraiu investimentos significativos, impulsionados pela produção de petróleo, gás natural e derivados, bem como pela crescente demanda energética do país. A construção de usinas termelétricas, como a inovadora Marlim Azul e a GNA 1 no Porto do Açu, demonstra o

⁷⁵ Empresa de Pesquisa Energética. *Leilões de Energia Nova de 2017. Apresentando os resultados e como isso afeta os estudos de planejamento energético*. 28/12/2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-268/Informe%20Leil%C3%B5es%202017%20-%20Portugues.pdf>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷⁶ Época Negócios. *Entenda a importância da termelétrica Marlim Azul para o futuro da energia. Importante na transição energética e primeira abastecida com gás oriundo do pré-sal, instalação teve participação decisiva da executiva Sanny Macedo*. 04/06/2021. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Publicidade/Shell/noticia/2021/06/entenda-importancia-da-termeletrica-marlim-azul-para-o-futuro-da-energia.html#>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷⁷ Agência Brasil. *Segunda maior termelétrica do país é inaugurada no Porto do Açu. Usina tem 1338 megawatts de capacidade instalada*. 30/09/2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-09/segunda-maior-termeletrica-do-pais-e-inaugurada-no-porto-do-acu>>. Acesso em: 03 out. 2023.

⁷⁸ O Globo. *Plano de complexo com 15 termelétricas em Macaé pode esbarrar na falta d'água e acende alerta. Empresa responsável afirma tomar medidas para mitigar impactos ambientais*. 31/07/2022. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/rio/noticia/2022/07/plano-de-complexo-com-15-termeletricas-em-macae-pode-esbarrar-na-falta-dagua-e-acende-alerta.ghtml>>. Acesso em: 03 out. 2023.

compromisso da região em suprir as necessidades do Sistema Interligado Nacional (SIN) e contribuir para o desenvolvimento energético do país. Com diversas usinas termelétricas planejadas, o norte fluminense está bem-posicionado para continuar desempenhando um papel crucial no fornecimento de energia ao Brasil, solidificando sua importância estratégica na indústria de energia do país.

4.4 Impactos ambientais

Como demonstrado ao longo deste trabalho, a exploração de petróleo e gás natural na região norte fluminense tem sido uma atividade de extrema importância para a economia brasileira. No entanto, essa atividade não está isenta de impactos ambientais significativos. O petróleo, composto principalmente por hidrocarbonetos e de natureza oleosa, torna-se extremamente prejudicial ao meio ambiente.

Sobretudo, as atividades de perfuração marítima geram impactos na biodiversidade e nos recursos naturais. Isso se deve à liberação de lama de perfuração no oceano, descarte de esgoto e resíduos de cozinha de navios e plataformas, bem como ruído proveniente dos equipamentos e mudanças na circulação das águas oceânicas causadas pela movimentação de embarcações ao redor das áreas de perfuração. Além disso, a iluminação e a emissão de gases durante as operações de perfuração também impactam o ambiente. Esses fatores, quando combinados, desestabilizam os ecossistemas marinhos, afetando tanto a fauna bentônica quanto os organismos pelágicos, bem como as aves que habitam essas áreas, interferindo em seu equilíbrio e ciclo de vida.

Durante as etapas de perfuração, produção e desenvolvimento de reservas, há o potencial de ocorrer o fenômeno conhecido como "blowout" ou erupção de poço, que consiste no vazamento descontrolado de fluidos do reservatório para o poço, podendo chegar à superfície de forma catastrófica. Quando ocorre um "blowout", toneladas de petróleo são lançadas no oceano, e, quando associados a fogo, pode ocorrer a disseminação de poluentes na atmosfera em um curto espaço de tempo, resultando em graves impactos ambientais.⁷⁹

Um dos acidentes mais emblemáticos na região aconteceu em novembro de 2011, ocorreu um vazamento de petróleo perto do Campo de Frade, na Bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro, devido a falhas técnicas na perfuração pela Chevron. A mancha de óleo se estendeu por 68 km, cobrindo uma área de 160 km² e liberando 3.700 barris de petróleo no mar.

⁷⁹ CARDOSO, Luiz Cláudio. *Petróleo do poço ao posto*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005. p.55.

O plano de emergência da Chevron foi acionado com dois dias de atraso, e a empresa manipulou imagens para ocultar a gravidade do vazamento. A investigação revelou que a Chevron havia mentido e omitido informações, violando as regulamentações do setor⁸⁰. Na época a Fiocruz estimou que 15 mil pessoas seriam afetadas por esse derramamento, além de aves marinhas, mamíferos e peixes.⁸¹

Além dos riscos diretos de vazamentos, a construção de gasodutos e oleodutos, tanto em terra quanto no leito do mar, provoca desflorestamento, erosão e sedimentação em corpos d'água, comprometendo ainda mais os ecossistemas. A exploração de petróleo e gás também contribui para o agravamento do efeito estufa, uma vez que a queima de hidrocarbonetos libera metano, um poderoso gás de efeito estufa, na atmosfera. A atividade de exploração pode ainda desencadear indiretamente em fluxos migratórios humanos, urbanização acelerada e outras atividades econômicas, que, por sua vez, exercem pressões significativas sobre o meio ambiente.

No contexto das usinas termelétricas movidas a gás natural, também há emissões atmosféricas a considerar, tornando essencial a avaliação criteriosa de seus locais de instalação, evitando áreas urbanas densamente povoadas. De maneira geral, a construção de usinas termelétricas acontece em proximidade com as cidades abastecidas, em locais que não são ambientalmente recomendados. Isso se deve ao objetivo de minimizar os custos de transmissão de energia, embora não leve em consideração os impactos negativos na qualidade do ar, especialmente em grandes cidades, que já sofrem com níveis de poluição do ozônio.

O conjunto de usinas em Macaé tem sido objeto de críticas por parte de ambientalistas e organizações não governamentais, que denunciam as potenciais consequências negativas desse conjunto de usinas. O Ministério Público Federal (MPF) tomou a iniciativa de abrir um inquérito com o objetivo de investigar os impactos conjuntos dessas usinas na qualidade do ar do município, principalmente devido às emissões de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos, como os óxidos de nitrogênio (NOx).⁸²

⁸⁰ FUNDAJ. *5 fatos que não te contaram sobre a poluição por óleo no Litoral do Nordeste*. 21/10/2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/fundaj/pt-br/destaques/observa-fundaj-itens/observa-fundaj/revitalizacao-de-bacias/5-fatos-que-nao-te-contaram-sobre-a-poluicao-por-oleo-no-litoral-do-nordeste>>. Acesso em: 04 out. 2023.

⁸¹ Agência Fiocruz. *Vazamento na Bacia de Campos pode afetar saúde da população*. 09/12/2011. Disponível em: <<https://agencia.fiocruz.br/vazamento-na-bacia-de-campos-pode-afetar-sa%C3%BAde-da-popula%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 04 out. 2023.

⁸² O Globo. *Plano de complexo com 15 termelétricas em Macaé pode esbarrar na falta d'água e acende alerta. Empresa responsável afirma tomar medidas para mitigar impactos ambientais*. 31/07/2022. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/rio/noticia/2022/07/plano-de-complexo-com-15-termeletricas-em-macae-pode-esbarrar-na-falta-dagua-e-acende-alerta.ghtml>>. Acesso em: 04 out. 2023.

Além disso, uma questão de grande relevância é a disponibilidade de água suficiente para atender tanto às necessidades da população como às demandas do complexo termelétrico, considerando que aproximadamente 80 mil moradores já enfrentam desafios relacionados ao abastecimento contínuo de água. Antes mesmo da concepção dos projetos das usinas termelétricas, estimativas do Comitê da Bacia do Rio Macaé indicavam que, em cenários de estiagem mais severa, entre 2027 e 2032, o rio poderia secar na região que abriga as principais fontes de captação de água. Com base em dados da Agência Nacional de Águas (ANA), e do Iema, foi apontado que as usinas poderiam demandar 230 litros de água por segundo, equivalendo a 55% do consumo total de água do município. Outra estimativa, realizada pelo instituto Arayara, sugere que o déficit hídrico na região poderia atingir até 180% caso as novas unidades sejam efetivamente instaladas. É relevante observar que esses impactos, conforme a organização, não foram avaliados de maneira abrangente nas licenças já concedidas pelo Instituto Estadual do Ambiente (Inea) e pelo Ibama.⁸³

As preocupações em relação à qualidade do ar no município também suscitam considerações para o futuro, no qual existem a possibilidade de formação de chuvas ácidas, empurradas para cima da Mata Atlântica e do polo de agricultura orgânica. Dados do Inea apontam que em 2020 houve 88 dias em que os níveis de ozônio excederam as diretrizes da Organização Mundial da Saúde (OMS) em Fazenda Severina, que é o ponto de monitoramento mais próximo das usinas existentes em Macaé.⁸⁴

4.5 O futuro da região baseado na transição energética

Projeções apontam que até 2030, a necessidade global de energia aumentará em 45% (quarenta e cinco por cento), enquanto a parcela de contribuição do petróleo à matriz energética diminuirá de 55% (cinquenta e cinco por cento) para 52% (cinquenta e dois por cento). Esses números indicam que, até o final da década, o petróleo manterá sua relevância substancial na sociedade contemporânea⁸⁵. O aumento da temperatura global devido à retenção de gases do efeito estufa na atmosfera desempenha um papel fundamental na discussão sobre o futuro das fontes de energia, destacando a urgência de investimentos em energias renováveis e de baixa

⁸³ *Idem.*

⁸⁴ *Idem.*

⁸⁵ Petrobras. *Pré-sal e marco regulatório de exploração e produção de petróleo e gás. Revista Época*. n° 599, nov. de 2010. P. 22-35.

emissão. Esse aumento está majoritariamente associado à liberação de dióxido de carbono proveniente da queima de combustíveis fósseis.

No entanto, é importante ressaltar que, em comparação com petróleo e carvão, a geração de energia com gás natural resulta em emissões menores de gases de efeito estufa ao longo de seu ciclo de vida, tornando-o uma opção viável durante a transição das matrizes energéticas tradicionais para as alternativas. Por exemplo, a Shell, se comprometeu a zerar as emissões líquidas de carbono da usina termelétrica Marlim Azul até 2050⁸⁶, o que demonstra uma preocupação ambiental em relação a produção energética.

A região Norte Fluminense é totalmente dependente da exploração de óleo e gás, contudo é necessário a diversidade econômica voltada para outras fontes de energia, a partir de uma transição energética imprescindível, acompanhando as boas práticas do mercado internacional. É possível que isso aconteça através das substituições de energias não renováveis por fontes renováveis que gerem uma baixa proporção de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos convencionais em comparação com aqueles gerados pelos combustíveis fósseis.

Essa transição energética já está sendo integrada ao planejamento da região, um bom exemplo a se destacar é o Porto do Açu. O Açu já nasceu com os pilares ambientais, sociais e de governança (ESG⁸⁷, na sigla em inglês). Esse compromisso com o desenvolvimento sustentável está expresso na própria Política de Sustentabilidade, que busca contribuir com o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU).⁸⁸

O Porto tem vocação para abranger todas as etapas da cadeia de valor das energias renováveis, desde a produção de energia até a fabricação de equipamentos e logística. Além disso, reúne em um único local uma localização estratégica, licenciamento ambiental e condições climáticas ideais para a construção de parques eólicos offshore, usinas de energia solar, a produção de hidrogênio e o consumo industrial. Por essas razões, destaca-se como o único empreendimento portuário no país que possui todos os elementos necessários para liderar a transição rumo à indústria de baixo carbono.⁸⁹

⁸⁶ Petrobras. *Entenda a importância da termelétrica Marlim Azul para o futuro da energia. Importante na transição energética e primeira abastecida com gás oriundo do pré-sal, instalação teve participação decisiva da executiva Sanny Macedo. Época Negócios. 04/06/2021. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Publicidade/Shell/noticia/2021/06/entenda-importancia-da-termeletrica-marlim-azul-para-o-futuro-da-energia.html#>>. Acesso em: 04 out. 2023.*

⁸⁷ Em inglês: Environmental, Social and Governance. Tradução: Ambiental, Social e Governança.

⁸⁸ Site oficial do Porto do Açu. <<https://esg.portodoacu.com.br/pt/>>. Acesso em: 04 out. 2023.

⁸⁹ Site oficial do Porto do Açu. <<https://mailchi.mp/portodoacu/renovaveis>>. Acesso em: 04 out. 2023.

Já foram contratados mais de R\$ 22 (vinte e dois) bilhões em investimentos nos próximos cinco anos, apostando na transição para uma economia de baixo carbono para atrair ainda mais aportes. Os planos incluem se tornar o maior polo de energia eólica offshore (no mar) do país, com capacidade equivalente a 2,4 usinas de Itaipu, e receber plantas de produção de hidrogênio verde⁹⁰. Com o potencial energético de gerar aproximadamente 33 GW (gigawatts), um quinto do total do País, no balanço atualizado em agosto de 2022⁹¹, existem 10 (dez) empresas estão em processo de licenciamento para a construção de projetos eólicos no porto⁹².

O Porto do Açu também abriga um complexo de energia solar fotovoltaica composto por quatro parques, com uma capacidade instalada de 220 MW (megawatts), ocupando uma área total de 387 hectares e contando com 405.420 módulos fotovoltaicos. Essa planta solar é capaz de gerar energia suficiente para atender a demanda de 191.000 residências, representando um marco importante, sendo a primeira planta solar de larga escala no Estado do Rio de Janeiro.⁹³

Sobretudo, ainda há planejamento ligado ao desenvolvimento de energia de biomassa, com aproximadamente 300 mil hectares de área mapeadas para reflorestamento. Com um potencial de até 10 milhões de toneladas por ano de biomassa disponível em um raio de até 150 quilômetros do porto, esses recursos florestais podem ser aproveitados para impulsionar projetos de energia renovável, contribuir para a descarbonização da siderurgia e até mesmo ser utilizados na produção de biofertilizantes. Além disso, o Porto do Açu possui uma reserva privada de 40 quilômetros quadrados que pode funcionar como um laboratório de pesquisa e desenvolvimento para melhoramento genético, além de oferecer serviços ambientais personalizados para diversas indústrias.⁹⁴

Como se não bastasse, a empresa Fortescue Future Industries (FFI), uma unidade da quarta maior produtora de minério de ferro do mundo, Fortescue, assinou um memorando de entendimento com o Porto do Açu, para estudar a viabilidade de uma planta de hidrogênio verde de 300 MW (megawatts). A Fortescue também anunciou planos para se tornar neutra em

⁹⁰ O Estadão. *Porto do Açu prevê R\$ 22 bi em investimentos e quer ser maior polo de energia eólica no mar. Em funcionamento há sete anos, complexo portuário, que já foi de Eike Batista e hoje é controlado pela Prumo, já figura entre os dez maiores do País em movimentação de carga.* 09/10/2022. Disponível em: <<https://www.estadao.com.br/amp/economia/porto-do-acu-preve-r-22-bi-em-investimentos-e-quer-ser-maior-polo-de-energia-eolica-no-mar/>>. Acesso em: 04 out. 2023.

⁹¹ *Idem.*

⁹² Site oficial do Porto do Açu. <<https://mailchi.mp/portodoacu/renovaveis>>. Acesso em: 04 out. 2023

⁹³ *Idem.*

⁹⁴ *Idem.*

carbono até 2030, antecipando sua meta original em dez anos. Como parte desse compromisso, eles pretendem produzir hidrogênio verde em escala comercial até 2023, um combustível de zero carbono cada vez mais usado para reduzir as emissões de indústrias pesadas. O hidrogênio verde gerado seria usado na produção de 250.000 toneladas anuais de amônia, amplamente usada na fabricação de fertilizantes agrícolas, e a usina seria alimentada por energia de projetos eólicos e solares.⁹⁵

O empreendimento mais recente se trata de um acordo entre a Vale e o Porto do Açu visando a construção de um complexo industrial voltado para a fabricação de produtos de minério de ferro de baixo carbono. Esse projeto poderá atrair um investimento de 1 bilhão de dólares para a criação de uma planta de HBI (Hot Briquetted Iron). A previsão para entrar em operação é em 2028, sendo inclusa uma planta capaz de produzir cerca de 2,5 milhões de toneladas anuais de HBI. O HBI é um produto compacto com alto teor de ferro usado para abastecer siderúrgicas que buscam produzir aço com baixa emissão de carbono. Além disso, o complexo poderá incluir uma planta de briquete de minério de ferro, alimentando a unidade de HBI, que desempenha um papel essencial na descarbonização da indústria siderúrgica. A produção de HBI, possível a partir de minério de alta qualidade, elimina a necessidade de coque ou carvão metalúrgico, reduzindo as emissões de CO₂, que atualmente representam cerca de 8% das emissões globais. O processo de produção do HBI no complexo brasileiro utilizará gás natural, com previsão de início das operações em 2028.⁹⁶

Em um cenário de crescente demanda por energia e desafios ambientais urgentes, a região Norte Fluminense emerge como um exemplo sólido de transição energética, com um planejamento que diminua a dependência econômica da exploração e produção do petróleo e gás natural. A diversificação da economia regional e a busca por práticas sustentáveis, alinhadas com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, reforçam o papel fundamental da transição rumo a uma indústria de baixo carbono. Afinal, nos próximos anos, o mundo enfrentará uma série de desafios significativos. Entre eles, podemos destacar a estagnação da oferta de petróleo em diversas nações, ocorrendo ao mesmo tempo em que a sociedade

⁹⁵ Época Negócios. *Fortescue mira unidade de hidrogênio verde no Brasil. A mineradora australiana estuda a viabilidade da instalação no Porto do Açu, importante terminal industrial e portuário do país.* 15/03/2021. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2021/03/epoca-negocios-fortescue-mira-unidade-de-hidrogenio-verde-no-brasil.html>>. Acesso em: 04 out. 2023.

⁹⁶ Infomoney. *Acordo entre Vale (VALE3) e Porto Açu pode atrair US\$ 1 bilhão para planta de HBI com foco em baixo carbono. O acordo com o Porto do Açu é mais um passo da Vale para desenvolver no Brasil o modelo dos "mega hubs".* 26/09/2023. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/acordo-entre-vale-vale3-e-porto-acu-pode-atrair-us-1-bilhao-para-planta-de-hbi-com-foco-em-baixo-carbono/amp/>>. Acesso em: 04 out. 2023.

permanece altamente dependente desse recurso, com um aumento contínuo no seu consumo, além de enfrentar crescente aumento da temperatura do planeta e a necessidade de garantir a segurança energética.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho teve como objetivo principal analisar os regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, com foco na Região Norte Fluminense, considerando aspectos ambientais e econômicos. Ao longo dos capítulos, foram explorados diversos elementos que moldam a indústria de petróleo e gás no país, bem como o impacto desse setor na região em questão.

Durante essa pesquisa, foi perceptível o quanto o petróleo e o gás natural desempenham um papel fundamental na economia brasileira. A partir da evolução histórica da exploração desses recursos, percebe-se em como a Constituição Federal de 1988 e a Lei do Petróleo foram imprescindíveis para a garantia da soberania nacional, ao mesmo tempo que foram abertas portas para o desenvolvimento econômico. Além, do advento do pré-sal trazer um novo patamar para a exploração e produção, com perspectivas promissoras para o futuro energético do país.

Além disso, foram analisados os diferentes regimes de exploração, incluindo os contratos de concessão, de partilha de produção e de cessão onerosa revelando a complexidade e a importância desses arranjos na gestão dos recursos energéticos do país. Os contratos de concessão, que representam uma parte significativa dos acordos de exploração, são baseados em licitações, nas quais as empresas petrolíferas competem para obter o direito de explorar uma determinada área. Os bônus de assinatura, pagos pelas empresas vencedoras, representam uma entrada importante de recursos para o governo, ao passo que os royalties e a participação especial constituem uma fonte constante de receita, atrelada à produção efetiva de petróleo e gás.

Por outro lado, o regime de partilha de produção, que se tornou mais proeminente com a descoberta do pré-sal, envolve uma maior participação do governo na produção e na gestão dos recursos. Embora isso possa garantir ao Estado uma parcela mais substancial dos lucros gerados pela exploração, também implica um compartilhamento dos riscos e dos custos envolvidos. Além disso, o regime de cessão onerosa é um caso único no qual o governo adquiriu diretamente áreas já exploradas pela Petrobras, gerando complexas negociações financeiras e contratuais.

A análise comparativa dos regimes internacionais revela a singularidade do modelo brasileiro. Cada país tem seu próprio sistema de contratação e regulação, adaptando-se às suas condições geológicas, econômicas e políticas. Enquanto alguns países adotam regimes mais favoráveis às empresas, priorizando a atração de investimentos estrangeiros, outros optam por regimes que garantem uma participação significativa do governo, visando a maximização dos benefícios econômicos e sociais.

No contexto do Brasil, a escolha do regime a ser adotado é um tópico complexo e politicamente sensível, pois envolve ponderar os interesses do desenvolvimento econômico com a proteção do patrimônio nacional e ambiental. A contínua evolução da legislação e das políticas governamentais nesse setor reflete a necessidade de equilibrar essas prioridades e de adaptar-se às mudanças nas condições do mercado global e nas demandas por energias mais sustentáveis.

Em síntese, os regimes de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil são uma parte vital da estrutura que sustenta a economia do país. A análise detalhada desses regimes revela a complexidade e os desafios associados à gestão desses recursos. A escolha do regime apropriado deve levar em consideração não apenas os interesses econômicos, mas também as preocupações ambientais e a preparação para um futuro de energia mais limpa.

No contexto da Região Norte Fluminense, reconhecemos sua história e influência econômica na produção de petróleo. A Bacia de Campos emergiu como uma área de destaque, abrigando diversas atividades relacionadas à exploração de hidrocarbonetos. Contudo, não podemos ignorar os impactos ambientais que essa indústria trouxe para a região. Discutimos as consequências ambientais, tais como derramamentos de óleo e emissões de gases de efeito estufa, ressaltando a necessidade de abordar essas questões de forma sustentável.

À medida que o mundo enfrenta desafios relacionados à transição energética, a Região Norte Fluminense se depara com a necessidade de diversificar sua economia e investir em fontes de energia mais limpas. Os avanços tecnológicos e as mudanças nas políticas energéticas globais estão moldando um futuro em que a exploração de petróleo e gás natural pode não ser a única âncora econômica da região. Portanto, é crucial que sejam implementadas políticas de desenvolvimento econômico sustentável que levem em consideração a transição energética e a mitigação dos impactos ambientais.

Portanto, a Região Norte Fluminense desempenha um papel singular na exploração de petróleo, inserida em um contexto de grande importância econômica para o país. No entanto, a sustentabilidade ambiental e a diversificação econômica se tornam cada vez mais cruciais.

Sendo imperativo que as políticas governamentais e as estratégias da indústria de energia considerem a proteção do meio ambiente e a preparação para um cenário pós-fóssil. A região deve buscar oportunidades na economia verde e na transição para fontes de energia mais limpas, garantindo um futuro mais resiliente e equitativo para as gerações futuras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA BRASIL. *Arrecadação da indústria de petróleo no país foi de R\$ 104 bi em 2021*. 3/8/2022. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/economia/audio/2022-08/arrecadacao-da-industria-de-petroleo-no-pais-foi-de-r-104-bi-em-2021>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Pré-sal produzirá 8,2 bilhões de barris de petróleo na próxima década*. 24/11/2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-11/pre-sal-produzira-82-bilhoes-de-barris-de-petroleo-na-proxima-decada>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Produção brasileira de petróleo aumenta 4% em 2022, diz ANP*. 02/07/2023. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-07/producao-brasileira-de-petroleo-aumenta-4-em-2022-diz-anp>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Segunda maior termelétrica do país é inaugurada no Porto do Açu. Usina tem 1338 megawatts de capacidade instalada*. 30/09/2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-09/segunda-maior-termeletrica-do-pais-e-inaugurada-no-porto-do-acu>>. Acesso em: 03 out. 2023.

AGÊNCIA FIOCRUZ. *Vazamento na Bacia de Campos pode afetar saúde da população*. 09/12/2011. Disponível em: <<https://agencia.fiocruz.br/vazamento-na-bacia-de-campos-pode-afetar-sa%C3%BAde-da-popula%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 04 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Anuário estatístico de 2022*. 29/7/2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2022>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Bacia de Campos. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica SAG*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/sumario_geologico_op_campos.pdf>. Acesso em: 03 out. 2023.

_____. *Décima Sétima Rodada de Licitações de Partilha de Produção*. Edital de Licitações, Rio de Janeiro, out 2020.

_____. *Especial ANP 20 anos*. 27/10/2020, atualizado em 12/01/2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/especial-anp-20-anos>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Glossário*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/glossario>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *O regime regulador misto: concessão e partilha*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=63573&m=0%20regime%20regulador%20misto&t1=&t2>>. Acesso em: 03 out. 2023.

_____. *Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural*. 26/10/2020, atualizado em 30/12/2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br>>.

br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/rlpgn/blocos-ofertados-rodadas.csv>. Acesso em: 02 out. 2023.

BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. *Curso de Direito Administrativo*. 14ª Ed., São Paulo: Malheiros, 2021.

BARRETO, Carlos Eduardo Paes. *A Saga do Petróleo Brasileiro – A Farra do boi*. Nobel, 2000.

BORGES, Armando. *A Associação Comercial e o progresso de Macaé*. Campos dos Goytacazes: Lar Cristão, 1988.

BRASIL. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Brasília, DF: Presidência da República, 1934. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal.

BRASIL. Decreto de 17 de julho de 2008. Brasília, DF: Presidência da República, 2008. "Institui Comissão Interministerial com a finalidade de estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal". Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/sn/2008/decreto-42245-17-julho-2008-578301-publicacaooriginal-101170-pe.html>>. Acesso em: 02 out. 2023.

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, ago 1998.

BRASIL. Decreto-Lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941. Brasília, DF: Presidência da República, 1941. " Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

BRASIL. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Brasília, DF: Presidência da República, 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". Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=154715>. Acesso em: 02 out. 2023.

BRASIL. Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, art. 279, parágrafo único. Brasília, DF: Presidência da República, 1976. " Art. 279. Parágrafo único. O contrato de consórcio e suas alterações serão arquivados no registro do comércio do lugar da sua sede, devendo a certidão do arquivamento ser publicada.". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6404compilada.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.478, 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, ago 1997.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, [...], Brasília, DF, jun 2010.

BRASIL. Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências., Brasília, ago 2010.

BRASIL. Lei nº 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 [...], Brasília, DF, dez 2010.

BRASIL. Lei nº 12.858, de 09 de setembro de 2013. Brasília, DF: Presidência da República, 2013. "Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências.". Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/112858.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

BRASIL. Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019. Brasília, DF: Presidência da República, 2019. "Estabelece critérios de distribuição dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e dá outras providências". Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Lei/L13885.htm>. Acesso em: 02 out. 2023.

CAETANO FILHO, E. "O papel da pesquisa nacional de exploração e exploração petrolífera da margem continental na Bacia de Campos". IN: PIQUET, Rosélia (Org.) *Petróleo, royalties e região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. *Consultoria Legislativa. Descrição e Análise do Contrato de Cessão Onerosa entre União e a Petrobrás*. Consultor Legislativo: Paulo César Ribeiro Lima. Disponível em: <<https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/4745>>. Acesso em: 03 out. 2023.

CARDOSO, Auta Alves. *Exploração de petróleo e de gás natural. Reflexões jurídicas sobre a oneração de tal atividade*. São Paulo: Editora Noeses, 2015.

CARDOSO, Luiz Cláudio. *Petróleo do poço ao posto*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

CNN. *Porto do Açu: um ecossistema repleto de possibilidades para o setor. Com a transição energética se tornando realidade no país e o mercado demandando mudanças, o Açu reúne todos os requisitos necessários para essa transformação e se torna pioneiro no setor*.

01/11/2022. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/branded-content/noticias/porto-do-acu-um-ecossistema-repleto-de-possibilidades-para-o-setor/>>. Acesso em: 03 out. 2023

CRUZ, Jose Luis Vianna. “Modernização produtiva, crescimento econômico e pobreza no Norte Fluminense (1970 – 2000)”. In: PESSANHA, R. M. e SILVA NETO, R. *Economia e Desenvolvimento no Norte Fluminense: da cana-de-açúcar aos royalties do petróleo*. Campos dos Goytacazes: WTC Editora, 2004.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito administrativo*. 11.ed. São Paulo: Atlas, 1999.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional 2023*. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2023.

_____. *Leilões de Energia Nova de 2017. Apresentando os resultados e como isso afeta os estudos de planejamento energético*. 28/12/2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-268/Informe%20Leil%C3%B5es%202017%20-%20Portugues.pdf>>. Acesso em: 03 out. 2023.

ÉPOCA NEGÓCIOS. *Entenda a importância da termelétrica Marlim Azul para o futuro da energia. Importante na transição energética e primeira abastecida com gás oriundo do pré-sal, instalação teve participação decisiva da executiva Sanny Macedo*. 04/06/2021. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Publicidade/Shell/noticia/2021/06/entenda-importancia-da-termeletrica-marlim-azul-para-o-futuro-da-energia.html#>>. Acesso em: 03 out. 2023.

_____. *Fortescue mira unidade de hidrogênio verde no Brasil. A mineradora australiana estuda a viabilidade da instalação no Porto do Açú, importante terminal industrial e portuário do país*. 15/03/2021. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2021/03/epoca-negocios-fortescue-mira-unidade-de-hidrogenio-verde-no-brasil.html>>. Acesso em: 04 out. 2023.

FERNANDÉZ, Eloi Fernández y; PEDROSA JUNIOR, Oswaldo Antunes; PINHO, António Correia de. (Eds). *Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás - uma colaboração Brasil, Portugal e Angola*. Rio de Janeiro: Lexikon: PUC-Rio, 2009.

FIRJAN. *Firjan destaca arrecadação expressiva em participações especiais e royalties de petróleo no RJ em 2022*. 13/01/2023. Disponível em: <<https://firjan.com.br/noticias-1/firjan-destaca-arrecadacao-expressiva-em-royalties-e-participacoes-especiais-fluminense-em-2022-1.htm?l>>. Acesso em: 03 out. 2023.

FUNDAJ. *5 fatos que não te contaram sobre a poluição por óleo no Litoral do Nordeste*. 21/10/2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/fundaj/pt-br/destaques/observa-fundaj-itens/observa-fundaj/revitalizacao-de-bacias/5-fatos-que-nao-te-contaram-sobre-a-poluicao-por-oleo-no-litoral-do-nordeste>>. Acesso em: 04 out. 2023.

INFOMONEY. *Acordo entre Vale (VALE3) e Porto Açu pode atrair US\$ 1 bilhão para planta de HBI com foco em baixo carbono. O acordo com o Porto do Açu é mais um passo da Vale para desenvolver no Brasil o modelo dos "mega hubs"*. 26/09/2023. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/acordo-entre-vale-vale3-e-porto-acu-pode-atrair-us-1-bilhao-para-planta-de-hbi-com-foco-em-baixo-carbono/amp/>>. Acesso em: 04 out. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. *Panorama Geral do setor de Petróleo e Gás: uma agenda para o futuro*. Junho de 2023. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/04/panorama-geral-do-setor-og-22-03-2023-web.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2023.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. 35. ed. rev. e atual. até a Emenda Constitucional 109, de 15.3.2021, e a Lei nº 14.133, de 1.4.2021 (Lei de Licitação e Contratos Administrativos). São Paulo: Malheiros, 2021.

MENEZELLO, Maria D' Assunção Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Atlas, 2000.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Pré-Sal: Perguntas e respostas. Perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do Pré-Sal*. 2009. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/pre-sal/Cartilha_prxsal.pdf>. Acesso em: 02 out. 2023.

MONIÉ, FREDERIC. "Petróleo, industrialização e organização dos espaços regionais". IN: PIQUET, R. (org.) *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. 1/11/2001. Disponível em: <<https://jus.com.br/artigos/2426/regime-juridico-da-concessao-para-exploracao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 02 out. 2023.

NETO, Lira. *Getúlio; 1945-1954; Da volta pela consagração popular ao suicídio*. São Paulo: Companhia da Letras., 2014.

O ESTADÃO. *Porto do Açu prevê R\$ 22 bi em investimentos e quer ser maior polo de energia eólica no mar. Em funcionamento há sete anos, complexo portuário, que já foi de Eike Batista e hoje é controlado pela Prumo, já figura entre os dez maiores do País em movimentação de carga*. 09/10/2022. Disponível em: <<https://www.estadao.com.br/amp/economia/porto-do-acu-preve-r-22-bi-em-investimentos-e-quer-ser-maior-polo-de-energia-eolica-no-mar/>>. Acesso em: 04 out. 2023.

O GLOBO. *Plano de complexo com 15 termelétricas em Macaé pode esbarrar na falta d'água e acende alerta. Empresa responsável afirma tomar medidas para mitigar impactos ambientais*. 31/07/2022. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/rio/noticia/2022/07/plano-de-complexo-com-15-termeletricas-em-macae-pode-esbarrar-na-falta-dagua-e-acende-alerta.ghtml>>. Acesso em: 03 out. 2023.

PALMA, Carol Manzoli. *Petróleo. Exploração, produção e Transporte sob a Óptica do Direito Ambiental*. Campinas: Editora Millennium, 2011.

PETROBRAS. *Exploração e produção para garantir a energia necessária à sociedade. Bacia de Campos*. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/quem-somos/exploracao-e-producao>>. Acesso em: 03 out. 2023.

_____. Pré-sal e marco regulatório de exploração e produção de petróleo e gás. *Revista Época*. n° 599, nov. de 2010. P. 22-35.

PETRÓLEO. In: *Michaelis. Moderno dicionário da língua portuguesa*. São Paulo: Melhoramentos, 2015. Dicionários Michaelis. p. 2259.

PINHO, Cláudio Araújo. *Pré-sal. História, doutrina e comentários às leis*. São Paulo: Editora Legal, 2010.

RAMIRES, Júlio Cesar de Lima. As Grandes Corporações e a dinâmica socioespacial: a ação da Petrobras em Macaé. *Revista Brasileira da Geografia*, Rio de Janeiro, v. 53, n. 4, p.115-149, out/dez. 1991.

RANDOM HOUSE VALUE PUBLISHING. *Webster's Encyclopedic Unabridged Dictionary of the English Language*. New Jersey: Gremercy Books, 1989.

SENADO FEDERAL. Nota Informativa n° 902, de 2012 – Referente à STC N° 2012-02611, da Consultoria Legislativa, acerca de elaboração de nota sobre as participações governamentais nas receitas de petróleo, com o objetivo de subsidiar a Comissão do Federalismo.

SCHWIND, Willian Prescott Mills; ALICE, Felipe. Participações governamentais na exploração e produção de petróleo e gás. *Perspectivas do direito comparado e norte-americano. Revista do Direito da Energia*, n° 9, set. 2009.

TOZZINI FREIRE ADVOGADOS; BAIN & COMPANY. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. 2009. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Rel-Consol-1de6.pdf>. Acesso em: 20 out. 2023.