

# **XXXII CONGRESSO NACIONAL DO CONPEDI SÃO PAULO - SP**

## **DIREITO TRIBUTÁRIO E FINANCEIRO I**

**JONATHAN BARROS VITA**

**LIANE FRANCISCA HÜNING PAZINATO**

**ANTÔNIO CARLOS DINIZ MURTA**

Todos os direitos reservados e protegidos. Nenhuma parte destes anais poderá ser reproduzida ou transmitida sejam quais forem os meios empregados sem prévia autorização dos editores.

#### **Diretoria - CONPEDI**

**Presidente** - Profa. Dra. Samyra Haydée Dal Farra Naspolini - FMU - São Paulo

**Diretor Executivo** - Prof. Dr. Orides Mezzaroba - UFSC - Santa Catarina

**Vice-presidente Norte** - Prof. Dr. Jean Carlos Dias - Cesupa - Pará

**Vice-presidente Centro-Oeste** - Prof. Dr. José Querino Tavares Neto - UFG - Goiás

**Vice-presidente Sul** - Prof. Dr. Leonel Severo Rocha - Unisinos - Rio Grande do Sul

**Vice-presidente Sudeste** - Profa. Dra. Rosângela Lunardelli Cavallazzi - UFRJ/PUCRio - Rio de Janeiro

**Vice-presidente Nordeste** - Prof. Dr. Raymundo Juliano Feitosa - UNICAP - Pernambuco

**Representante Discente:** Prof. Dr. Abner da Silva Jaques - UPM/UNIGRAN - Mato Grosso do Sul

#### **Conselho Fiscal:**

Prof. Dr. José Filomeno de Moraes Filho - UFMA - Maranhão

Prof. Dr. Caio Augusto Souza Lara - SKEMA/ESDHC/UFMG - Minas Gerais

Prof. Dr. Valter Moura do Carmo - UFERSA - Rio Grande do Norte

Prof. Dr. Fernando Passos - UNIARA - São Paulo

Prof. Dr. Edinilson Donisete Machado - UNIVEM/UENP - São Paulo

#### **Secretarias**

##### **Relações Institucionais:**

Prof. Dra. Claudia Maria Barbosa - PUCPR - Paraná

Prof. Dr. Heron José de Santana Gordilho - UFBA - Bahia

Profa. Dra. Daniela Marques de Moraes - UNB - Distrito Federal

##### **Comunicação:**

Prof. Dr. Robison Tramontina - UNOESC - Santa Catarina

Prof. Dr. Liton Lanes Pilau Sobrinho - UPF/Univali - Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Lucas Gonçalves da Silva - UFS - Sergipe

##### **Relações Internacionais para o Continente Americano:**

Prof. Dr. Jerônimo Siqueira Tybusch - UFSM - Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Paulo Roberto Barbosa Ramos - UFMA - Maranhão

Prof. Dr. Felipe Chiarello de Souza Pinto - UPM - São Paulo

##### **Relações Internacionais para os demais Continentes:**

Profa. Dra. Gina Vidal Marcilio Pompeu - UNIFOR - Ceará

Profa. Dra. Sandra Regina Martini - UNIRITTER / UFRGS - Rio Grande do Sul

Profa. Dra. Maria Claudia da Silva Antunes de Souza - UNIVALI - Santa Catarina

##### **Educação Jurídica**

Profa. Dra. Viviane Coêlho de Séllos Knoerr - Unicuritiba - PR

Prof. Dr. Rubens Beçak - USP - SP

Profa. Dra. Livia Gaigher Bosio Campello - UFMS - MS

##### **Eventos:**

Prof. Dr. Yuri Nathan da Costa Lannes - FDF - São Paulo

Profa. Dra. Norma Sueli Padilha - UFSC - Santa Catarina

Prof. Dr. Juraci Mourão Lopes Filho - UNICHRISTUS - Ceará

##### **Comissão Especial**

Prof. Dr. João Marcelo de Lima Assafim - UFRJ - RJ

Profa. Dra. Maria Creusa De Araújo Borges - UFPB - PB

Prof. Dr. Antônio Carlos Diniz Murta - Fumec - MG

Prof. Dr. Rogério Borba - UNIFACVEST - SC

D597

Direito tributário e financeiro I[Recurso eletrônico on-line] organização CONPEDI

Coordenadores: Jonathan Barros Vita, Liane Francisca Hüning Pazinato, Antônio Carlos Diniz Murta – Florianópolis: CONPEDI, 2025.

Inclui bibliografia

ISBN: 978-65-5274-316-9

Modo de acesso: [www.conpedi.org.br](http://www.conpedi.org.br) em publicações

Tema: Os Caminhos Da Internacionalização E O Futuro Do Direito

1. Direito – Estudo e ensino (Pós-graduação) – Encontros Nacionais. 2. Direito tributário. 3. Financeiro. XXXII Congresso Nacional do CONPEDI São Paulo - SP (4: 2025: Florianópolis, Brasil).

CDU: 34

# **XXXII CONGRESSO NACIONAL DO CONPEDI SÃO PAULO - SP**

## **DIREITO TRIBUTÁRIO E FINANCEIRO I**

---

### **Apresentação**

O XXXII Congresso Nacional do CONPEDI foi realizado entre os dias 26 e 28 de novembro de 2025 na cidade de São Paulo-SP e teve como temática central “Os caminhos da internacionalização e o futuro do Direito”, sendo realizado em parceria com a Universidade Presbiteriana Mackenzie.

No plano das diversas atividades acadêmicas ocorridas neste encontro, destacam-se, além das palestras e oficinas, os grupos de trabalho temáticos, os quais representam um locus de interação entre pesquisadores que apresentam as suas pesquisas temáticas, seguindo-se de debates.

Especificamente, para operacionalizar tal modelo, os coordenadores dos GTs são os responsáveis pela organização dos trabalhos em blocos temáticos, dando coerência à produção e estabelecendo um fio condutor para organizar os debates em subtemas.

No caso concreto, assim aconteceu com o GT Direito Tributário e Financeiro I, o qual ocorreu no dia 28 de novembro de 2025 das 14h00 às 17h30 e foi coordenado pelos professores Jonathan Barros Vita, Liane Francisca Hüning Pazinato e Antônio Carlos Diniz Murta.

O referido GT foi palco de profícuas discussões decorrentes dos trabalhos apresentados, os quais são publicados na presente obra, a qual foi organizada seguindo alguns blocos temáticos específicos, que compreenderam os 22 artigos submetidos ao GT, cujos temas são citados abaixo:

#### **Bloco 01 – Reforma tributária e processo**

1. Reforma tributária e inovação no agronegócio brasileiro: ameaças regulatórias à sustentabilidade tecnológica na era pós-ec no 132/2023
2. Novo papel do supremo tribunal federal e do superior tribunal de justiça nos conflitos federativos pós-reforma tributária

3. A uniformização de jurisprudência no contencioso administrativo do IBS e da CBS: conflitos de competência e o comitê de harmonização no PLP 108/2024
4. Parâmetros para o contencioso administrativo e judicial do IBS e da CBS: federalismo brasileiro e a necessidade de uniformização jurisdicional
5. O papel da arbitragem na eficiência fiscal: comitê gestor do IBS e código de defesa do contribuinte

#### Bloco 02 – Direito processual tributário

6. Transação tributária: novas oportunidades para a regularização fiscal com menor custo e maior estratégia no direito brasileiro
7. ODR (online dispute resolution) na administração pública e a desjudicialização dos conflitos tributários
8. A consolidação da consensualidade no direito tributário: análise da transação à luz da segurança jurídica e da eficiência
9. A quarentena fiscal na transação tributária: entre a discricionariedade do fisco e a controvérsia sobre sua (in)constitucionalidade

#### Bloco 03 – Direito Financeiro

10. Efetividade das condenações emitidas pelo tribunal de contas da união nas esferas administrativa e judicial
11. Receitas públicas e privadas do gás natural: notas sobre a participação de terceiros
12. Crise do estado fiscal e os impactos orçamentários da renúncia de receita com despesas médicas no imposto de renda da pessoa física

#### Bloco 04 – Imunidades

13. Entre a constituição e os algoritmos: a imunidade tributária diante da economia digital brasileira

14. Artigo análise da abrangência da imunidade tributária prevista no artigo 150, inciso vi, “b”, da Constituição Federal de 1988

#### Bloco 05 – Tributação e meio ambiente

15. Tributação e sustentabilidade: o mercado de carbono brasileiro pós-lei nº 15.042/2024

16. O princípio da proteção ao meio ambiente como implementação da tributação verde: da vinculação do conjunto de V2G “Vehicle-To-Grid”, V2L “Vehicle-To-Load” e V2H “Vehicle-To-Home” ao sistema tributário ambiental.

#### Bloco 06 – Tributação Internacional

17. Entre o transconstitucionalismo e o imperialismo fiscal: uma análise crítica do redesenho da tributação internacional pelo projeto BEPS

18. A concorrência fiscal internacional como resultado abusividade dos planejamentos tributários internacionais das empresas transnacionais no mundo globalizado

#### Bloco 07 – Tributação e novas tecnologias

19. Criptoativos e tributação: análise comparada entre brasil, OCDE e União Européia

20. Subordinação algorítmica e regulação previdenciária: uma análise jurídico-tributária

#### Bloco 08 – Outros temas relevantes em matéria tributária

21. Conflito de autoridade jurisdicional: a usurpação da competência do órgão pleno do STJ na (re)definição da súmula 375 pelo resp 1.141.990/pr e seus impactos na boa-fé do terceiro adquirente

22. O arbitramento da base de cálculo do ISS: limites do artigo 148 do CTN e controvérsias jurisprudenciais

Tendo como pano de fundo os supracitados artigos, a teoria e a prática se encontram nas diversas dimensões do direito tributário e financeiro, perfazendo uma publicação que se

imagina que será de grande valia, dada a qualidade dos artigos e da profundidade das pesquisas apresentadas por diversos e eminentes pesquisadores dos mais variados estados e instituições brasileiras.

Esse é o contexto que permite a promoção e o incentivo da cultura jurídica no Brasil, consolidando o CONPEDI, cada vez mais, como um importante espaço para discussão e apresentação das pesquisas desenvolvidas nos ambientes acadêmicos da graduação e pós-graduação em direito.

Finalmente, deixa-se um desejo de uma boa leitura, fruto da contribuição de um Grupo de trabalho que reuniu diversos textos e autores de todo o Brasil para servir como resultado de pesquisas científicas realizadas no âmbito dos cursos de Pós-Graduação Stricto Sensu de nosso país.

Prof. Dr. Jonathan Barros Vita – Unimar

Profa. Dra. Liane Francisca Hüning Pazinato – FURG - Universidade Federal do Rio Grande

Prof. Dr. Antônio Carlos Diniz Murta – Universidade FUMEC

**RECEITAS PÚBLICAS E PRIVADAS DO GÁS NATURAL: NOTAS SOBRE A  
PARTICIPAÇÃO DE TERCEIROS**

**PUBLIC AND PRIVATE REVENUES FROM NATURAL GAS: NOTES ON THIRD-  
PARTY PARTICIPATION**

**Ronaldo de Melo Parreira Filho**

**Resumo**

Este trabalho tem como objetivo fazer um estudo descritivo das receitas e participações incidentes sobre a exploração e produção do gás natural no Brasil, mais especificamente sobre as Participações de Terceiros que recaem sobre este recurso. Inicialmente apresentou-se as participações governamentais típicas e atípicas que incidem sobre a indústria do gás natural. Após, foi estudado com mais detalhes as Participações de Terceiros, que se dividem em participação aos proprietários da terra e no royalty estipulado no art. 82 da Convenção de Montego Bay. Para fins dessa pesquisa foram feitas pesquisas descritivas sobre os institutos objeto do trabalho, por meio de acesso a bibliografias, artigos e acesso a sites de órgãos governamentais brasileiros e estrangeiros. Procurou-se desta forma melhor analisar as características das Participações de Terceiros e as razões para seu tratamento de forma agregada, situando-as dentro do quadro geral das participações e receitas do gás natural. Conclui-se que as participações governamentais e de terceiros incidentes sobre o gás natural e sobre o petróleo são indistinguíveis, não havendo diferenciação em suas estipulações normativas, e também que as Participações de Terceiros incidentes sobre a exploração e produção do gás natural tem como destinatários dos recursos particulares ou pessoa jurídica de direito público internacional, e não o Estado, não se confundindo desta forma com as participações governamentais, nem com os tributos.

**Palavras-chave:** Royalties, Participações governamentais, Participações de terceiros, Petróleo, Gás natural

**Abstract/Resumen/Résumé**

This paper aims to present a descriptive study of the revenues and participations related to the exploration and production of natural gas in Brazil, with a specific focus on Third-Party Participations associated with this resource. The study begins by outlining both typical and atypical government participations levied on the natural gas industry. It then examines in greater depth the nature of Third-Party Participations, which include compensations to landowners and royalties established under Article 82 of the Montego Bay Convention. The research methodology is based on a descriptive approach, utilizing bibliographic sources, academic articles, and official information from both Brazilian and foreign governmental institutions. The goal is to provide a clearer understanding of the features of Third-Party Participations and the rationale for analyzing them collectively, positioning them within the

broader context of revenues and participations in the natural gas sector. The study concludes that there is no normative distinction between the governmental and third-party participations applied to natural gas and oil. Furthermore, it finds that Third-Party Participations arising from the exploration and production of natural gas are allocated to private individuals or international public legal entities, and not to the State—thereby distinguishing them from government participations or tax obligations.

**Keywords/Palabras-claves/Mots-clés:** Royalties, Governmental participations, Third-party participations, Oil, Natural gas



## INTRODUÇÃO

A parcela do gás natural na matriz energética mundial passou de 16% em 1971 para 23% em 2022 (IEA, 2024), ficando atrás apenas do petróleo e do carvão mineral. O crescimento do uso desta fonte energética em substituição ao uso do carvão mineral foi um dos maiores dos responsáveis pela redução das emissões de poluentes atmosféricos nesse período.

Exemplo desta mudança observou-se na China (IEA, 2019), que espera reduzir os problemas de poluição, principalmente nas áreas urbanas, com um aumento de 8% para 20% na participação do gás natural no total da energia utilizada para aquecimento residencial, entre 2018 e 2025, enquanto a participação do carvão se reduzirá de 60% para 42%. Estes valores são mais significativos quando se verifica que na atual matriz energética chinesa o gás natural representa 7,8% do total (IEA, 2024), frente a uma participação na matriz energética mundial, como já visto, de 23%.

O Brasil não se desvirtuou dessa tendência mundial, a participação do gás natural na oferta interna de energia aumentou de 0,3% em 1970 para 5,39% em 2000, chegando a 9,62% em 2024, sendo que a produção cresceu significativamente entre os anos de 2000 e 2025 (EPE, 2024).

Esse crescimento da participação do gás natural na matriz energética teve diversas causas, as quais são o resultado de um sistema complexo que envolve decisões estratégicas dos governos, de produtores, consumidores e detentores dos recursos, e que levam em consideração as perspectivas comerciais, a segurança energética, a obtenção de receitas pelos países, a competitividade dos custos e preços frente a outras fontes de energia e a questão ambiental, além de outras razões.

De outro lado, esse crescimento também ensejou diferentes consequências para os agentes econômicos envolvidos. Este artigo pretende investigar uma das vertentes dessas consequências, que são as receitas e participações obtidas em decorrência da exploração e produção do gás natural, que oneram as empresas operadoras e geram frutos aos detentores dos recursos.

Em termos específicos, o objetivo deste trabalho será a realização de uma pesquisa descritiva sobre a participação de terceiros originada da exploração e produção do gás natural no Brasil, procurando analisar suas características, especificidades e previsões legais.

Esta denominação está prevista no § 2º do art. 43 da Lei nº 12.351/10, que trata do regime de partilha em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e foi utilizada ao se fazer menção

ao pagamento da participação aos proprietários da terra, mas na qual também se classifica o royalty estipulado no art. 82 da Convenção de Montego Bay.

Para fins de melhor compreensão, serão apresentadas inicialmente e de forma breve as receitas originadas da exploração e produção do gás natural, passando pelas participações governamentais, pelas chamadas participações governamentais atípicas, e por fim apresentando as Participações de Terceiros, objeto deste estudo.

Relativamente à Participação de Terceiros, conforme já mencionado, foram consideradas as receitas advindas do royalty internacional previsto no art. 82 da Convenção de Montego Bay e os valores relativos ao pagamento pela participação dos superficiários.

O royalty estipulado no art. 82 da Convenção de Montego Bay é um pagamento a ser realizado para as Organização das Nações Unidas, na figura do Secretariado da Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos, em decorrência da exploração de recursos não vivos a partir das 200 milhas náuticas da costa, área considerada como plataforma estendida (CHEDIDI e SANTOS, 2019). Esse royalty será considerado como participação de terceiros pois embora seja devido às Nações Unidas, pessoa jurídica de direito público externo, não entra nos cofres dos entes públicos brasileiros.

A participação dos superficiários é prevista no art. 52 da Lei do Petróleo, a Lei nº 9.478/97 (BRASIL, 1997) e no art. 43 da Lei nº 12.351/10 (BRASIL, 2010). Trata-se de um valor a ser pago ao proprietário da terra na qual esteja localizado bloco de exploração de petróleo ou gás natural. É uma receita apropriada por uma entidade de direito privado, portanto sem natureza jurídica de receita pública.

O interesse nessa pesquisa decorreu da reduzida produção bibliográfica sobre gás natural no Brasil, e da quase inexistente produção sobre as Participações de Terceiros. Em geral a bibliografia brasileira e inclusive a internacional tem foco majoritário no petróleo, tratando o gás natural como mero complemento, prejudicando a pesquisa e a disponibilidade de dados.

No que tange às receitas e participações do gás natural, melhor situação não se apresenta, havendo raras obras que tratam de forma apartada as receitas do gás natural das do petróleo.

Especificamente, quanto à Participação de Terceiros, a relevância em estudá-la foi o tratamento não agregado recebido nas obras de referência, impossibilitando muitas vezes uma ideia global sobre as participações oriundas da exploração e produção do gás natural. Desta forma o objetivo é o de pesquisar de forma conjunta essas participações.

Como já assinalado, sob o ponto de vista metodológico, realizar-se-á uma pesquisa descritiva sobre as Participações de Terceiros originadas da exploração e produção do gás natural no Brasil. Para este fim, serão utilizadas informações de sites de instituições

governamentais brasileiras, e estrangeiras, bem como doutrinas nacionais e internacionais, além do acesso às fontes primárias tais como leis e decisões judiciais.

O trabalho está organizado da seguinte forma: na primeira seção estudadas as participações governamentais, conforme classificadas pela legislação e usualmente apresentadas pela doutrina. Na segunda seção serão apresentadas as receitas governamentais atípicas, procurando delinear suas principais características e estruturação normativa. Na terceira seção, objeto principal da pesquisa, será feito um estudo mais pormenorizado sobre as Participações de Terceiros.

Na quarta e última seção serão feitas as considerações finais, com indicação dos fatos mais relevantes encontrados na pesquisa e sugestão de aprofundamentos posteriores.

## **1. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS**

O art. 45 da Lei nº 9.478/97, ao tratar do contrato de concessão, estabelece que: “O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação: I - bônus de assinatura; II - royalties; III - participação especial; IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.”

Por sua vez, o art. 42 da Lei nº 12.351/10, que trata do regime de partilha em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, estabelece que: “O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais: I – royalties; e II - bônus de assinatura.”

Como se observa, o legislador denominou essas receitas de forma diferente a depender do regime ou contrato utilizado (participações governamentais ou receitas governamentais), não obstante tratarem dos mesmos institutos.

Optou-se, para fins desse trabalho, por se utilizar a denominação “participações governamentais” para fazer referências aos recursos previstos nos dois dispositivos acima mencionados, em conformidade com o uso mais aceito na doutrina, como bem assinalado por SCAFF (2014, p. 218) e LIMA (2013, p. 14 e p. 22).

Por conseguinte, serão apresentados a seguir as participações governamentais previstas nas duas leis mencionadas, fazendo-se distinção apenas quando houver alguma diferença em razão do contrato de concessão ou do regime de partilha, ou ainda do contrato de cessão onerosa.

### **1.1. Bônus de Assinatura**

O art. 46 da Lei nº 9.478/97 define Bônus de Assinatura “como o pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato”. De forma não muito diferente, o § 2º do art. 42 da Lei nº 12.351/10 estabelece que o Bônus de Assinatura é o “valor fixo devido à União pelo contratado” e que deverá ser pago no ato da sua assinatura.

Esse é um valor a ser pago ao Estado em razão da assinatura do contrato de exploração e produção, é pago no ato da assinatura, razão pela qual não está sujeito aos riscos exploratórios. Para a União é vantajoso na medida em que é pago no começo do projeto e não demanda fiscalização para sua obtenção (GOMES, 2009).

No caso dos contratos de concessão é o principal critério levado em consideração para se definir o vencedor da licitação. Nos contratos de partilha, o bônus de assinatura é fixo, e o que define o vencedor do leilão é o percentual do excedente em óleo oferecido pelas empresas.

SCAFF (2014, p. 218) define caracteriza o bônus de assinatura como sendo uma receita contratual, um pagamento em razão de uma obrigação típica do Direito administrativo.

### **1.2. Royalties**

Diferentemente do que ocorre com o bônus de assinatura, para o qual as duas leis mencionadas trazem sua definição legal, no caso do royalty a Lei nº 9.478/97 traz em seu art. 47 a periodicidade, a moeda, o marco inicial e o percentual do pagamento, mas não define o que seriam os royalties.

Por outro lado, a Lei nº 12.351/10 define taxativamente no inciso XIII do art. 2º o que seriam os royalties: “royalties: 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.”

Interessa observar que este texto de certa forma repetia o sentido contido no § 1º do art. 20 da Constituição Federal, porém em razão da Emenda Constitucional nº 102 o texto foi alterado retirando-se a menção a “órgãos da administração direta da União” para incluir a referência “à União”, ou seja, a titularidade passa a ser da União e não de seus órgãos. Segundo o relatório do Senador Cid Gomes (BRASIL, 2019) sobre a proposta que gerou essa modificação ela “teria por objetivo apenas corrigir inadequação da Constituição de forma a promover a boa técnica legislativa.”.

Nota-se ainda que, pela Lei nº 12.351/10, os royalties são espécie de compensação financeira pela exploração do gás natural e do petróleo, diferenciando assim da participação no resultado da exploração desses recursos.

Andressa Guimarães Torquato Fernandes (2016, p. 111) define os royalties como sendo o “preço devido ao Estado em contraprestação à alienação de um bem público, sempre que o negócio jurídico de compra e venda de petróleo estiver previsto, concomitantemente, no contrato de exploração e produção.”

SCAFF (2014, p. 91) conceitua os royalties como “preço público pago ao proprietário do recurso natural não renovável que for extraído, inserido ou consumido por processo produtivo”.

Muito embora os autores concordem com a conceituação de que os royalties seriam preços públicos, a primeira dá foco a uma contraprestação pela venda de um bem público, enquanto ao segundo tem seu foco no pagamento em razão da realização de uma atividade com esse recurso.

Para os contratos de concessão, a Lei nº 9.478/97 estabelece que o valor dos royalties será de 10% da produção de petróleo ou gás natural, mas que a ANP<sup>1</sup> poderá, se previsto no edital da licitação, reduzir o valor a um mínimo de 5% da produção, levando-se em conta para isso fatores geológicos, expectativas de produção e outras questões conjunturais.

Para os contratos de partilha, a Lei nº 12.351/10 estabelece que os royalties serão calculados com a aplicação da alíquota de 15% sobre do valor da produção.

Já no contrato de cessão onerosa, previsto na Lei nº 12.276/10, utiliza como parâmetro para cobrança dos royalties os percentuais previstos no art. 47 da Lei nº 9.478/97, pelo qual, como no caso das concessões, o valor dos royalties será de 10% da produção de petróleo ou gás natural, porém sem a opção de redução para 5%.

### **1.3. Participação Especial**

As Participações Especiais, bem como o pagamento pela ocupação ou retenção de área, que será visto no próximo item, estão previstas apenas para os contratos de concessão (Lei nº 9.478/97), não havendo cobrança dessas participações governamentais nos contratos de partilha previstos na Lei nº 12.351/10.

---

<sup>1</sup> Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP é a entidade integrante da Administração Federal competente para regular a indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Está prevista no art. 7º da Lei nº 9.478/97.

Haverá incidência das Participações Especiais quando em determinado campo houver grande volume de produção ou grande rentabilidade. Para a apuração do valor será aplicada uma determinada alíquota, prevista em decreto, sobre uma base de cálculo que é obtida do valor da receita bruta da produção, deduzidos os seguintes valores: royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos.

SOARES (2017, p. 69) destaca que as alíquotas aplicáveis sobre essa base de cálculo são progressivas, sendo determinadas a partir das seguintes variáveis: ambiental, a depender do local onde se encontra o campo (terra, águas marítimas rasas, águas marítimas profundas); ano da produção, sendo que quanto mais antigo o campo menor o valor da alíquota; e volume produzido, variando diretamente com o crescimento do volume.

SCAFF (2014, p. 91) defende que as Participações Especiais seriam uma espécie de royalties extraordinário, visto que seria uma receita com a mesma natureza dos royalties, mas cobrável nas hipóteses de grande volume ou rentabilidade. Na mesma linha Fernandes (2016, p. 115), que denomina as Participações Especiais de “royalty sobre grande volume ou rentabilidade do contrato de concessão”.

#### **1.4. Pagamento pela ocupação ou retenção de área**

Previsto no art. 51 da Lei nº 9.478/97, o Pagamento pela ocupação ou retenção de área é um valor a ser pago anualmente em razão da área do bloco de exploração, podendo este valor ser majorado em razão de eventual prorrogação do prazo de exploração.

Conforme apontado por SOARES (2017, p. 69), esta Participação Governamental tem como objetivo desestimular a não exploração da área pelo vencedor da licitação, evitando que empresas mantenham grande extensões de áreas inexploradas.

Destaca ainda esse autor que países como Estados Unidos e Colômbia tem mecanismos análogos, cujo objetivo é o de desestimular a retenção de áreas sem que sejam exploradas.

## **2. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS ATÍPICAS**

A denominação de atípicas para essas participações governamentais, que serão analisadas a seguir, advém da ausência de classificação normativa para elas. Mesmo a doutrina trata essas receitas de forma independente, sem buscar categorizá-las.

Essa taxonomia, como qualquer outra, tem como objetivo ser útil, facilitando a compreensão do fenômeno por meio de sua identificação com outros, nem que seja, como no presente caso, por sua falta de identidade.

## **2.1. Excedente em óleo dos contratos de partilha**

De acordo com o regime de partilha de produção, previsto na Lei nº 12.351/10, a União tem direito a uma parcela da produção realizada pela empresa contratada sob esse regime. Essa parcela é uma espécie de participação governamental denominada de “excedente em óleo” (BRASIL, 2010), também conhecida como “lucro-óleo”.

O inciso III, do art. 2º da referida lei, assim define o excedente em óleo: “parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43.”

Conforme assinalado por FERNANDES (2016, p. 96): “O excedente em óleo, por sua vez, corresponde à parcela da produção de petróleo a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos no contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando o bloco se localizar em terra, à participação dos seus proprietários, equivalente a até 1% do valor da produção (art. 2º, III; e art. 43 da Lei nº. 12.351/2010).”

Observa-se pelas definições acima que a União receberá parte da produção realizada pela empresa contratada em produto em estado natural e não em pecúnia, logo, a União será proprietária de uma quantidade de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos e não de uma quantidade de dinheiro equivalente.

Essa quantidade, ou parcela de produção, será calculada em conformidade com os critérios previstos na lei e de acordo com os parâmetros previstos no contrato de partilha. Sua transformação em receita monetária será feita pela venda do excedente em óleo que será realizado por empresa pública que representará a União.

A Lei nº 12.304/10 criou a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), que tem como objetivos a gestão dos contratos de partilha e a comercialização dos recursos da União obtidos por meio desses contratos.

Esta empresa é que comercializará o gás natural e o petróleo de propriedade da União recebidos por intermédio da partilha da produção. Essa comercialização será feita por intermédio de agentes comercializadores ou diretamente pela PPSA, preferencialmente por leilão.

Note-se aqui que embora a denominação seja “excedente em óleo”, trata-se de parcela da produção não apenas do petróleo, mas também de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Esta designação é similar à “barrel of oil equivalent” (SCIENCEDIRECT, 2019), termo que quantifica a energia existente em um barril (159,11315 litros) de petróleo cru. É utilizado pela indústria para se combinar reservas ou produção de petróleo e gás natural com uma mesma medida.

## **2.2. Acordo de individualização da produção**

O Acordo de Individualização da Produção – AIP é o instrumento que dá forma ao processo de unitização (ou unificação), que ocorre quando um campo de petróleo e gás se estende por mais de uma unidade de exploração, e cujo objetivo é racionalizar a exploração do recurso.

A previsão legal para esse acordo constava do art. 27 da Lei nº 9.478/97, o qual foi revogado pela Lei nº. 12.351/2010, que trouxe novo regramento para ambos os regimes, de concessão e de partilha da produção.

A definição legal encontra-se no inciso IX do art. 2º da Lei nº. 12.351/2010, que o define como: “procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.”

O AIP pode ocorrer entre empresas ou entre empresas e a União, no caso de o campo se estender para áreas não licitadas.

No caso de haver extensão do campo entre áreas já licitadas, as detentoras dessas áreas deverão negociar os termos do AIP, os quais deverão estar de acordo com as diretrizes regulatórias da ANP. Aragão (2020, p.19) destaca que as partes têm, dentro desses parâmetros, possibilidade de negociar livremente os termos do contrato, mas caso não haja acordo a ANP poderá impor os termos do contrato. Na hipótese de uma das partes não aceitar os termos desse contrato coativo poderá haver resolução do contrato de concessão ou a de partilha da produção.

Quando houver extensão do campo para áreas não licitadas, a localização e a natureza dessa área definirão como se dará o AIP. Neste caso, por a área não licitada ser de propriedade da União, a ANP ou a PPSA a representarão na negociação.

O art. 36 da referida lei estipula que a PPSA representará a União nos casos em que as áreas sob regime de partilha se estenderem para áreas não concedidas e não partilhadas. Já o



art. 37 define que a responsabilidade pela representação da União será da ANP nos casos em que a área estiver sob contrato de concessão.

Em ambos os casos esse contrato celebrado entre a União, com representação da ANP ou da PPSA, obrigará o futuro concessionário ou o contratado sob regime de partilha de produção que obtiver direitos exploratórios sob essa extensão de área.

Com a assinatura do AIP, as receitas públicas e de terceiros incidentes sobre a exploração e produção dos campos originalmente licitados também incidirão sobre as extensões acrescentadas como decorrência do novo contrato. Sobre a produção originada nesta área, conforme o regime adotado, haverá royalties, participação especial, partilha do excedente em óleo, pagamento pela ocupação ou retenção de área e participação do proprietário da terra.

No caso dos contratos de partilha, também haverá quando da assinatura do contrato de AIP uma conciliação das receitas, despesas e investimentos incorridos desde o início da produção, e desse valor se houver algum saldo será revertido para a União.

Este procedimento é conhecido como Equalização de Gastos e Volumes (EGV) e é realizado entre a PPSA e a empresa contratada. Seu resultado é considerado como uma receita da União.

Para encerrar esse seguimento, destaca-se a falta de previsão de pagamento proporcional de bônus de assinatura pela empresa que acresceu a área individualizada a seu contrato. Por esta omissão, e em razão do AIP, a empresa passa a deter uma área superior a que detinha quando da licitação, sem pagar o bônus de assinatura proporcional a esse acréscimo.

### **2.3. Pagamento pela Cessão Onerosa**

A Lei 12.276/10 trouxe para o sistema jurídico do gás natural e petróleo um novo regime jurídico de exploração e produção, a cessão onerosa. Muito embora o objetivo dessa legislação não tenha sido o de criar uma modalidade de contrato de exploração e produção, as previsões legais contidas nessa lei diferenciaram esse regime dos de concessão e de partilha da produção, cabendo desta forma considerá-lo não como uma extensão de um deles, mas como um regime diferente.

Conforme apontado por FERNANDES (2016, p. 94), a gênese desse contrato de cessão onerosa deu-se pela necessidade de aumentar o capital da Petrobras a fim de que esta empresa tivesse capacidade financeira para fazer frente à exploração dos recursos encontrados na camada do pré-sal, que exigiriam níveis elevados de investimento.

Tendo em vista a falta de disponibilidade financeira da União para aumentar diretamente o capital da Petrobras, criou-se a cessão onerosa pela qual a União cedeu sem licitação e de forma onerosa à Petrobras as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal (BRASIL, 2010). Essa cessão gerou um pagamento para a União relativo à quantidade de petróleo e gás natural cedidos à empresa e com esse pagamento a União teve recursos para comprar as ações que a Petrobras emitiu em seu aumento de capital.

Conforme a citada autora: “a União firmou com a Petrobras contrato por meio do qual cedeu à estatal 5 bilhões de barris equivalentes de óleo, relacionando as seis áreas definitivas onde deverá ocorrer a extração (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi), além de uma contingente (Peroba), em troca do pagamento de R\$ 74,8 bilhões, equivalentes na ocasião a US\$ 42,5 bilhões” (Fernandes, 2016, p. 94).

Essa operação ocorreu em 2010, com a edição da lei da cessão onerosa e a posterior oferta pública de distribuição das ações da Petrobras na qual a união exerceu seu direito de aquisição das novas ações emitidas e as pagou com os recursos oriundos da cessão onerosa.

Em 2019 ocorreu o leilão do excedente da cessão onerosa, que são os volumes de óleo e gás natural que excederam o limite dos 5 bilhões de barris inicialmente cedidos nas localidades previstas no contrato. As receitas oriundas desse leilão não se configuram como receitas da cessão onerosa, elas entraram para os cofres públicos em razão dos leilões realizados sob o regime de partilha da produção, sujeitos ordinariamente a esse regime.

### **3. PARTICIPAÇÕES DE TERCEIROS**

Como mencionado anteriormente, esta denominação foi utilizada pela Lei nº 12.351/10 ao se determinar que o cálculo do pagamento da participação aos proprietários da terra fosse realizado pela ANP.

Em contraposição às participações governamentais, o pagamento aos proprietários da terra é uma receita oriunda da exploração e produção do gás natural cuja destinação não é feita para algum dos entes públicos brasileiros, mas para um terceiro que por força de determinação legal tem direito a receber um valor em razão da exploração do gás natural nas terras de sua propriedade.

O mesmo ocorre com o pagamento dos royalties estipulados no art. 82 da Convenção de Montego Bay, esta é uma participação devida às Nações Unidas, pessoa jurídica de direito público externo, que não entra nos cofres dos entes públicos brasileiros.

Em razão de serem receitas oriundas da exploração e produção do petróleo e do gás natural, mas, diferentemente de todas as outras receitas e participações estudadas até esse ponto, não terem como destinatários os entes públicos brasileiros, optou-se por aglutinar essas participações sob o mesmo gênero Participações de Terceiros.

A utilização dessa taxonomia auxilia os estudiosos do tema ao facilitar o entendimento de como se configura a participação do governo e de terceiros na renda oriunda da exploração e produção do gás natural.

### **3.1. Participação do proprietário da terra**

A participação do proprietário da terra, também intitulada pela legislação de participação dos superficiários (conforme art. 37, inciso III, da Lei nº 9.478/97), está prevista no art. 52 da Lei nº 9.478/97 e no art. 43 da Lei nº 12.351/2010. Em ambos os dispositivos se estipula que deverá ser pago ao proprietário da terra na qual esteja localizado bloco de exploração de petróleo e gás natural um percentual da produção total do bloco.

O art. 176 da Constituição Federal estipula que os recursos minerais constituem propriedade distinta da do solo e pertencem à União. Por sua vez, o §2º deste mesmo artigo assegura ao proprietário do solo participação nos resultados de sua exploração, em conformidade com a lei. Assim, embora os recursos existentes no subsolo sejam de propriedade da União, as leis que regular as concessões e os contratos de partilha estipularam participação aos proprietários da terra na qual algum campo está localizado.

Se houver mais de uma propriedade na superfície do bloco de exploração e produção, a participação será dividida de forma proporcional à área dessas propriedades. E o cálculo dessa participação será efetuado pela ANP.

A legislação também estipulou para o caso das concessões que o percentual da participação do proprietário da terra será variável entre 0,5% e 1% do valor da produção. Para o caso dos contratos de partilha, esse percentual será de até 1% valor da produção, ou seja, pode inclusive ser zero.

Como visto, essa estrutura legal que remunera o proprietário da terra sob a qual está localizado alguma jazida de gás natural ou petróleo advém da previsão constitucional contida no *caput* e no §2º do art. 176 da Constituição Federal.

Para efeito de comparação internacional, o México trata a propriedade do petróleo e do gás natural da mesma forma que no Brasil, sendo o Estado o proprietário dos recursos. Da

mesma foram, os proprietários da terra têm uma participação de até 3% do valor da produção (PALMER & BROWN, 2020), a ser definido por agentes do governo.

Outros países têm regimes diferentes, tais como os Estados Unidos da América (PALMER & BROWN, 2020), no qual em geral a propriedade dos recursos do subsolo não são separadas da propriedade do solo, como consequência há uma negociação direta entre as empresas exploradoras dos recursos e os proprietários da terra na qual são estipulados os pagamentos a estes. Há inclusive uma preocupação dos agentes governamentais com respeito a estes contratos, tendo em vista a diferença do nível de informação e do poder econômicos das partes envolvidas (NEW YORK STATE, 2025).

Caso parecido com o dos Estados Unidos ocorre no Canadá (ALBERTA GOVERNMENT, 2016), no qual embora a maior parte dos recursos do subsolo sejam de propriedade do Estado, parte é controlada por particulares e a esses as empresas exploradoras pagam uma determinada quantia previamente negociada em razão da produção.

### **3.2. Royalties Internacional - art. 82 da Convenção de Montego Bay**

O inciso V do art. 20 da Constituição Federal estabelece que são bens da União os recursos naturais localizados na plataforma continental, esta plataforma segundo a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar – CNUDM “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 a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância” (BRASIL, 1995).

Ainda segundo a CNUDM, tanto o Brasil como os demais Estados costeiros exercem direitos de soberania sobre sua plataforma continental, podendo explorar e aproveitar seus recursos naturais, em conformidade com os poderes internos advindos de sua soberania.

No entanto, com respeito às áreas que ultrapassam a plataforma continental, e por esta razão estão fora dos limites da jurisdição do Estado costeiro, sua exploração deverá ser realizada de acordo com o estabelecido pela comunidade internacional na CNUDM.

Em 16 de novembro de 1994 entrou em vigor no Brasil a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar – CNUDM, também conhecida como Convenção de Montego Bay, tendo em vista esta ter ocorrido na cidade de Montego Bay na Jamaica.

A CNUDM foi concluída em 1982, tendo a participação de 134 países e objetivo declarado de estabelecer “uma ordem jurídica para os mares e oceanos que facilite as comunicações internacionais e promova os usos pacíficos dos mares e oceanos, a utilização equitativa e eficiente dos seus recursos, a conservação dos recursos vivos e o estudo, a proteção e a preservação do meio marinho” (BRASIL, 1995).

Trazia ainda como princípio fundadores: “que os fundos marinhos e oceânicos e o seu subsolo para além dos limites de jurisdição nacional, bem como os respectivos recursos são patrimônio comum da humanidade e que a exploração e o aproveitamento dos mesmos fundos serão feitos em benefício da humanidade em geral, independentemente da situação geográfica dos Estados” (BRASIL, 1995).

Neste sentido, o art. 136 da CNUDM estabelece que a o leito do mar, os fundos marinhos, e o seu subsolo além dos limites da jurisdição nacional e os recursos advindos desta região são patrimônio comum da humanidade. Esta região é definida no art. 1º da CNUDM como a “Área”

A Área e seus recursos não estão sujeitos a qualquer tipo de reivindicação ou exercício de soberania, nem de apropriação por parte de qualquer Estado. Todavia, a CNUDM autoriza os estados a apresentarem proposta a fim de estender a plataforma continental para além das 200 milhas marítimas, ou seja, para dentro do espaço da Área, podendo chegar a 350 milhas, essa é a chamada plataforma estendida (CHEDIDI e SANTOS, 2019).

Neste caso, e em conformidade com as estipulações da CNUDM, poderão ser explorados pelo respectivo estado costeiro os minerais encontrados na plataforma estendida, os quais estarão sujeitos ao pagamento de royalties.

O art. 82 da CNUDM estabelece que o estado costeiro deverá pagar royalties relativos à exploração dos recursos não vivos na chamada plataforma estendida. Este pagamento deverá ser anual (embora não se defina em que momento do ano este deverá ser feito), em relação a toda produção ocorrida e deverá ser feito para a Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos, que é o órgão criado pela CNUDM responsável pela gestão das disposições presentes na Convenção e que fará a repartição e entrega dos recursos aos Estados.

Além disso nos cinco primeiros anos a contar do início da produção não haverá pagamento. E após esses cinco anos haverá incidência de 1% sobre o valor ou volume de produção e essa taxa aumentará 1% a cada ano até que no décimo segundo ano chegue a 7%, quando então se manterá fixa.

Há ainda previsão de isenção do pagamento desses royalties para Estado classificado como em desenvolvimento e que seja importador substancial do recurso extraído da sua

plataforma estendida. Porém, conforme apontado por SOUZA (2015, pág. 254), não se define na CNUDM o que seja um estado “em desenvolvimento”, nem o que seria considerado como “importador substancial” (SOUZA, 2015), o que demandará esforço interpretativo da Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos.

Especificamente para o caso do Brasil, em 2004 foi encaminhado pedido à Comissão de Limites da Plataforma Continental da Organização das Nações Unidas, a fim de que o limite da plataforma continental brasileira fosse estendido para além das 200 milhas marítimas. Em 2007 a Comissão apresentou a resposta ao pedido brasileiro (SOUZA, 2018), na qual aceitou parcialmente o solicitado. Por discordar dessa decisão, o governo brasileiro decidiu submeter novamente este pedido à Comissão, reiterando o pedido inicialmente apresentados com fundamento em novos estudos geofísicos e geológicos, não tendo obtido até a presente data nova resposta.

Não obstante a demora em estabelecer os limites da plataforma estendida brasileira, sua importância reside no fato de vários campos do pré-sal estarem localizados já na margem da plataforma continental de 200 milhas marítimas (CHEDIDI e SANTOS, 2019), além de a demarcação da área do pré-sal avançar para fora dessa linha imaginária, impondo riscos ao Brasil de ver sua produção para além dessa linha limitado pela falta de extensão de sua plataforma continental.

## **CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A primeira constatação desse trabalho é a de que as participações governamentais e de terceiros incidentes sobre o gás natural e sobre o petróleo são idênticas, não havendo diferenciação em suas estipulações normativas para os dois tipos de recursos.

Como consequência o estudo em separado, sob o ponto de vista adotado nessa pesquisa, qual seja o das receitas e participações do gás natural, não trouxe uma quantidade de informações novas que justificasse não ter sido feito em conjunto.

Todavia, esse fato não tira o interesse da pesquisa, seja ela feita para o gás natural apenas ou para o gás natural e o petróleo. O estudo dos institutos aqui elencados se justifica como suporte e fundamento para outras pesquisas quantitativas em que seja necessário classificações precisas das receitas e participações para fins de análise de seus resultados. Essa visão, no que tange especificamente ao gás natural, é relevante na medida em que como mostrado na introdução seu consumo e produção crescem a uma velocidade superior à do petróleo, havendo expectativa de uma futura maior participação nas matrizes energéticas mundial e brasileira.

As Participações de Terceiros incidentes sobre a exploração e produção do gás natural são espécies bastante específicas de receitas, elas têm sua destinação garantidas em lei e em convenção internacional, e os destinatários dos recursos são particulares ou pessoa jurídica de direito público internacional. Não se confundem por isso com as participações governamentais, nem com os tributos. São ônus assumidos pelas empresas exploradoras não destinados aos entes públicos brasileiros.

Agregar essas duas participações sob a mesma denominação, de Participações de Terceiros, permite aos estudiosos do tema terem um quadro geral mais bem representado das participações incidentes sobre esse recurso, bem como possibilita às indústrias melhor analisar os efeitos dessas participações sobre seus planos de negócio.

Especificamente quanto aos institutos estudados, ao realizar as pesquisas sobre o pagamento aos proprietários da terra, houve dificuldades de obter bibliografia específica sobre o tema, bem como de obter relatórios detalhados no site da ANP e da PPSA. Interessante a opção do Brasil em fixar por lei o percentual a que esses proprietários têm direito e não de deixá-los sob livre negociação, como feitos nos Estados Unidos e Canadá. Talvez a origem dessa estipulação seja a liberdade quase total dos detentores das propriedades nesses países de se negarem a permitir a exploração do gás natural em suas propriedades, o que não ocorre no Brasil.

No que concerne aos royalties previstos no art. 82 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, a expansão da exploração do pré-sal para áreas contíguas à do limite das 200 milhas marítimas da plataforma continental pode vir a gerar limitações ao Brasil, caso não seja resolvida a solicitação de extensão da plataforma continental feita à Comissão de Limites da Plataforma Continental da Organização.

Além disso, definições sobre a isenção do pagamento desses royalties, advindas da classificação do Estado costeiro como “em desenvolvimento” e “importador substancial” do mesmo recurso explorado são pontos que merecerão atenção quando do início da exploração brasileira nessa área.

## REFERÊNCIAS

ABRAHAM, Marcus. Curso de Direito Financeiro Brasileiro. 4ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2017.

ALBERTA GOVERNMENT. Petroleum And Natural Gas Tenure In Alberta. 2016. Disponível em: <https://open.alberta.ca/dataset/6ba11381-43d7-4d64-a0e4->

e594d9cb8b10/resource/4ad12ed6-fb9d-4067-b12c-11d34c0c482b/download/Tenure-Brochure-PRINTABLE-VERSION-February-15-2016-Version-for-Print-Shop.pdf. Acesso em: 01/08/2025.

ARAGÃO, Alexandre Santos. Unitização e Acordo de Individualização da Produção de petróleo e gás natural. Belo Horizonte: 2020, Revista de Dir. Público da Economia – RDPE, ano 18, n. 69, p. 9-23, jan./mar. Disponível em: <https://dspace.almg.gov.br/bitstream/11037/37467/1/Arag%C3%A3o%2C%20Alexandre%20Santos%20de.pdf>. Acesso em: 18/11/2020.

BALEEIRO, Aliomar. Uma Introdução à Ciência das Finanças. 15ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 1997.

BRASIL. Constituição Federal de 1988. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicaocompilado.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm). Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Decreto nº 1.530, de 22 de junho de 1995. Declara a entrada em vigor da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, concluída em Montego Bay, Jamaica, em 10 de dezembro de 1982. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1995/d1530.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1995/d1530.htm). Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Decreto nº 681/1992. Dispõe sobre a execução do Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção de Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural). Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1990-1994/d0681.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/d0681.htm). Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Lei Complementar nº 116, de 31 de julho de 2003. Dispõe sobre o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza, de competência dos Municípios e do Distrito Federal, e dá outras providências. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/lcp/lcp116.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp116.htm). Acesso em: 01/08/2025.

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, e dá outras providências. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm). Acesso em: 01/08/2025.



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 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. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm). Acesso em: 01/08/2025.

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. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19478.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm). Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Resolução GECEX nº 480, de 10 de maio de 2023. Aprova o Regimento Interno da CAMEX. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-gecex-n-480-de-10-de-maio-de-2023-482404918>. Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Senado Federal. Proposta de Emenda à Constituição nº 98, de 2019. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=7994707&ts=1601401807428&disposition=inline>. Acesso em: 01/08/2025.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Notícia (STF). Notícia: “Mato Grosso do Sul tem direito exclusivo ao ICMS sobre importação de gás da Bolívia”. 2020. Disponível em: <https://portal.stf.jus.br/noticias/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=453886&ori=1>. Acesso em: 01/08/2025.

CHEDIDI, Thaiz da Silva Vescovi & SANTOS, Edmilson Moutinho. Aspectos de regulação internacional do petróleo: o caso Brasil. São Paulo: Jan./Apr. 2019. Estud. av. vol.33 no.95. Disponível em: [https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-40142019000100113](https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142019000100113). Acesso em: 01/08/2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). BEN - Séries Históricas e Matrizes. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 01/08/2025.

GOMES, Carlos Jacques Vieira. O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção. Brasília: março de 2009. Senado Federal. Texto para Discussão nº 55. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para->

discussao/td-55-o-marco-regulatorio-da-prospeccao-de-petroleo-no-brasil-o-regime-de-concessao-e-o-contrato-de-partilha-de-producao. Acesso em: 24/11/2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). The Role of Gas in Today's Energy Transitions. 2019. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cc35f20f-7a94-44dc-a750-41c117517e93/TheRoleofGas.pdf>. Acesso em: 01/08/2025

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Balances – Overview. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>. Acesso em: 01/08/2025

LEITE, Fabricio do Rozario Valle Dantas. A Tributação das Operações com Gás Liquefeito Derivado do Gás Natural. Rio de Janeiro: Revista de Direito da Procuradoria Geral, 2007 - Volume 62.

LEITE, Harrison. Manual de Direito Financeiro. 8ª ed. Salvador: JusPodium, 2019.

LIMA, Paulo César Ribeiro. As participações governamentais, a importância de uma política para o excedente em óleo e o fundo social. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 07/2013. Disponível em: <https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/15096>. Acesso em: 12/11/2020.

NEW YORK STATE. Department of Environmental Conservation. Landowner's Guide To Oil & Gas Leasing. 2025. Disponível em: <https://dec.ny.gov/environmental-protection/oil-gas/landowner-information-on-wells/guide-to-leasing>. Acesso em: 01/08/2025.

OLIVEIRA, Regis Fernandes. Curso de Direito Financeiro. 8ª ed. São Paulo: Malheiros, 2019.

PALMER, Bob & BROWN, Mayer. Oil Regulation 2020. London: Law Business Research, 2020. Disponível em: [https://www.mayerbrown.com/-/media/files/perspectives-events/publications/2020/06/oil-regulation\\_book.pdf](https://www.mayerbrown.com/-/media/files/perspectives-events/publications/2020/06/oil-regulation_book.pdf). Acesso em: 01/08/2025.

SCAFF, Fernando Facury. Royalties do petróleo, minério e energia: aspectos constitucionais, financeiros e tributários. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2014.

SCIENCEDIRECT. Oil Equivalent. 2019. Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oil-equivalent>. Acesso em: 01/08/2025.

SOARES, Lucas Santana Furtado. Regimes fiscais na indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção. 2017. Tese. (Doutorado em Economia). Rio de Janeiro: 2017, FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, ESCOLA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ECONOMIA. Disponível em:  
<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18429/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20EPGE%20Lucas%20Furtado%20-%20Vers%C3%A3o%20Final.pdf>. Acesso em: 13/11/2020.

SOUZA, Jairo Marcondes. A Plataforma Continental “Estendida, Externa, Jurídica ou Legal” do Brasil. Eixos, 2018. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia/a-plataforma-continental-estendida-externa-juridica-ou-legal-do-brasil/>. Acesso em: 01/08/2025.

SOUZA, Karoline Lins Câmara Marinho. Critérios para cobrança da contribuição internacional pela utilização da plataforma continental estendida: panorama geral e impactos financeiros de sua aplicação quanto à exploração de petróleo na camada pré-sal no Brasil. Porto Alegre: 2015, Revista Cadernos do Programa de Pós-Graduação em Direito PPGDir./UFRGS, volume X, n.º1. Disponível em: <https://doi.org/10.22456/2317-8558.54012>. Acesso em: 24/11/2020.