



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

IARGO DE SOUZA SANTOS

RENDAS DO PETRÓLEO E ROYALTIES EM SERGIPE

**Análise a partir dos debates teóricos, das empresas no mercado mundial e da
distribuição dos royalties no Brasil e em Sergipe**

SÃO CRISTÓVÃO, SE

2025

IARGO DE SOUZA SANTOS

RENDAS DO PETRÓLEO E ROYALTIES EM SERGIPE

**Análise a partir dos debates teóricos, das empresas no mercado mundial e da
distribuição dos royalties no Brasil e em Sergipe**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia - Mestrado Profissional do Centro de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal de Sergipe (UFS), como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Economia.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Christiane Senhorinha Soares Campos.

SÃO CRISTÓVÃO, SE

2025

IARGO DE SOUZA SANTOS

RENDAS DO PETRÓLEO E ROYALTIES EM SERGIPE

**Análise a partir dos debates teóricos, das empresas no mercado mundial e da
distribuição dos royalties no Brasil e em Sergipe**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia -
Mestrado Profissional do Centro de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal de
Sergipe (UFS), como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Economia.

Aprovada em 28 de agosto de 2025.

Banca examinadora:

Prof.^a Dr.^a Christiane Senhorinha Soares Campos - Orientadora
Universidade Federal de Sergipe

Prof. Dr. Roberto Moraes Pessanha
Instituto Federal Fluminense

Prof. Dr. Thiago Fernandes Franco – Examinador Interno
Universidade Federal de Sergipe

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais pela confiança investida e sacrifícios realizados durante minha jornada de estudos e pela compreensão em relação às minhas ausências no último período. Agradeço à professora Christiane Campos pela orientação recebida, pela paciência, confiança e generosidade. Ao professor Giliad Silva, pelas contribuições apresentadas durante a banca de qualificação. De mesmo modo, ao professor Thiago pelos aportes à qualificação e participação na banca de defesa da dissertação, pelo que agradeço também ao Prof. Roberto Pessanha. Agradeço aos amigos Solano, Gabi, Patrick, Daniel, Sal e Edji pelas conversas estimulantes e apoio nos períodos de dificuldade. Aos membros da equipe e aos membros dos Grupos de Trabalho do Observatório Social dos Royalties e do Programa Ambiental de Comunidades Costeiras – PEAC, com os quais a atuação comum permitiu enriquecer a minha trajetória como pesquisador. Agradeço também ao conjunto dos professores, técnicos administrativos e trabalhadores terceirizados da Universidade Federal de Sergipe que de uma forma ou de outra contribuíram para que eu concluísse meus cursos de graduação e agora de mestrado. Por fim, agradeço a Fundação de Apoio à Pesquisa e à Inovação Tecnológica do Estado de Sergipe – FAPITEC/SE pelo apoio recebido por meio de bolsa de mestrado profissional, financiada com recursos oriundos do Fundo Estadual para Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FUNTEC, edital nº 14/2023.

RESUMO

O petróleo, sua distribuição geográfica e propriedade têm sido centrais para a economia e política durante todo o século XX e parece que continuará assim por bastante tempo. Neste início do século XXI, as notícias sobre os preços no mercado internacional, descobertas de novas reservas, decisões da OPEP, golpes de estado e guerras de ocupação em torno deste recurso se mesclam àquelas que dizem respeito à necessidade de diminuição de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e transição para uma economia descarbonizada. No contexto atual as mudanças climáticas e seus eventos extremos decorrentes do aumento da temperatura global não podem mais ser ignoradas. O Acordo de Paris, assinado por 196 países, em 2015 comprometeu-se a tomar medidas para redução de emissões de GEE, visando limitar o aumento da temperatura global entre 1,5°C e 2,0°C. Contudo, o relatório *The Production Gap Report* (2023) do Programa Ambiental da ONU revela uma discrepância entre os níveis de produção e o necessário para cumprir as metas climáticas. A conclusão é que, no ritmo atual, a produção de combustíveis fósseis em 2030 será 110% maior do que o necessário para limitar o aquecimento a 1,5°C e 69% maior para limitar a 2°C. Para 2050, as projeções indicam uma discrepância de 350% e 150%, respectivamente. O Brasil destaca-se entre os líderes em projetos de expansão de petróleo, com previsão de alcançar 5,3 milhões de barris diários em 2030. Após o Pré-Sal, a bacia Sergipe Alagoas (SEAL), concentra o maior interesse do setor para produção e exploração de petróleo e gás natural, inclusive com chances elevadas de novas descobertas, além do anunciado projeto Sergipe Águas Profundas. Esta dissertação analisa a experiência recente de recebimento de royalties em Sergipe e os desafios que se colocam diante de um cenário de transformação da indústria petrolífera e de expansão da arrecadação de royalties no Estado. Do ponto de vista teórico-metodológico a pesquisa se alicerça no materialismo histórico e dialético. A abordagem é do tipo qualitativa e quantitativa. Os principais procedimentos metodológicos utilizados são a pesquisa bibliográfica, a análise documental e estatística descritiva. A pesquisa revisou criticamente as teses da "maldição dos recursos naturais" e do modelo neoclássico de recursos exauríveis, contrapondo-as com a teoria da renda da terra de Marx, demonstrando que as categorias renda diferencial e renda absoluta oferecem explicações distintas do fenômeno, possibilitando uma análise que aprofunda a compreensão das contradições inerentes ao processo de acumulação de capital em geral, e na indústria petrolífera em particular. Buscamos ainda caracterizar a indústria de petróleo na escala mundial para contextualizar e comparar com o que ocorre no Brasil e, por conseguinte, em Sergipe, reunindo um conjunto de dados para o Brasil e para o mundo, em múltiplas dimensões: produção, consumo, refino, fluxo de exportações, reservas, relação produção, consumo e principais empresas. Os resultados alcançados demonstram que o regime de concessão brasileiro proporciona uma participação governamental menor em comparação a outros países, de mesmo modo a contribuição da Petrobrás tem sido menor em relação a outras NOC. No caso de Sergipe, realizamos uma análise das características da produção de petróleo e gás. Reunimos um conjunto amplo de informações constituído uma caracterização da indústria no estado e sua evolução no tempo. Concluímos que os municípios maiores beneficiários dos royalties entre 1999 e 2024 não apresentaram melhoras significativas em indicadores de desenvolvimento, como o IFDM, corroborando conclusões abordadas em trabalhos anteriores. O trabalho conclui que o debate focado estritamente na aplicação dos royalties, embora importante, desvia a atenção de questões fundamentais como o impacto social e ambiental da exploração de combustíveis fósseis e o processo de privatização da Petrobrás.

Palavras-chave: Renda do petróleo, Crítica da Economia Política, indústria de petróleo, mercado mundial de petróleo, distribuição de royalties no Brasil e em Sergipe.

ABSTRACT

Oil, its geographical distribution, and ownership have been central to economy and politics throughout the 20th century and are poised to remain so for the foreseeable future. In this early 21st century, news regarding international market prices, new reserve discoveries, OPEC decisions, coups d'état, and wars of occupation surrounding this resource are intertwined with the urgent need to reduce Greenhouse Gas (GHG) emissions and transition toward a decarbonized economy. In the current context, climate change and the resulting extreme weather events driven by rising global temperatures can no longer be ignored. The Paris Agreement, signed by 196 countries in 2015, committed to measures for reducing GHG emissions, aiming to limit global temperature rise to between 1.5°C and 2.0°C. However, the UN Environment Programme's *Production Gap Report* (2023) reveals a discrepancy between production levels and what is necessary to meet climate goals. The report concludes that, at the current pace, fossil fuel production in 2030 will be 110% higher than required to limit warming to 1.5°C and 69% higher for 2°C. For 2050, projections indicate discrepancies of 350% and 150%, respectively. Brazil stands out among the leaders in oil expansion projects, with a forecast to reach 5.3 million barrels per day by 2030. Following the Pre-Salt layer, the Sergipe-Alagoas (SEAL) basin concentrates the sector's highest interest for oil and natural gas production and exploration, including high chances of new discoveries and the announced "Sergipe Águas Profundas" (Sergipe Deep Water) project. This dissertation analyzes the recent experience of receiving royalties in Sergipe and the challenges posed by a scenario of transformation in the oil industry and the expansion of royalty collection in the State. From a theoretical-methodological standpoint, the research is grounded in historical and dialectical materialism. The approach is both qualitative and quantitative. The main methodological procedures used include bibliographic research, document analysis, and descriptive statistics. The study critically reviews the "natural resource curse" theses and the neoclassical model of exhaustible resources, contrasting them with Marx's theory of ground rent. It demonstrates that the categories of differential rent and absolute rent offer distinct explanations of the phenomenon, enabling analysis that deepens the understanding of the contradictions inherent in the process of capital accumulation in general, and in the oil industry in particular. Furthermore, we seek to characterize the oil industry on a global scale to contextualize and compare it with the Brazilian and, subsequently, the Sergipano context. We gathered a dataset for Brazil and the world across multiple dimensions: production, consumption, refining, export flows, reserves, the production-consumption ratio, and major companies. The results demonstrate that the Brazilian concession regime provides lower government take compared to other countries; likewise, Petrobras's contribution has been smaller compared to other National Oil Companies (NOCs). Regarding Sergipe, we analyzed the characteristics of oil and gas production, gathering a broad set of information to characterize the industry in the state and its evolution over time. We conclude that the municipalities that were the largest beneficiaries of royalties between 1999 and 2024 did not show significant improvements in development indicators, such as the IFDM, corroborating findings from previous studies. The work concludes that the debate strictly focused on the application of royalties, while important, deflects attention from fundamental issues such as the social and environmental impacts of fossil fuel exploration and the privatization process of Petrobras.

Keywords: Oil rent, Critique of Political Economy, oil industry, global oil market, royalty distribution in Brazil and Sergipe.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURS

AHSF	Alberta Heritage Savings Fund
ANP	Agência Nacional de Petróleo
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOE	Barrel of Oil Equivalent, em português barril equivalente de petróleo
CDFS	Conselho Deliberativo do Fundo Social
CGFFS	Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social
CIP	Cartel Internacional do Petróleo
CNM	Confederação Nacional dos Municípios
CNPC	Corporação Nacional de Petróleo da China
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Conferência das Partes
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DL	Decreto Lei
EAU	Emirados Árabes Unidos
EBITDA	Earnings Before Interest, Depreciation and Amortization, em português Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EI	Energy Institute
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EROI	Energy Return on Energy Invested
EUA	Estados Unidos da América
FAFEN	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
FER	Fundo de Equalização de Receitas (Niterói)
FFSB	Fórum de Fundos Soberanos Brasileiros

FMI	Fundo Monetário Internacional
FMM	Fundo da Marinha Mercante
FSMI	Fundo Soberano do Município da Estância Balneária de Ilha Bela
FPA	Fundo Permanente do Alaska
FPE	Fundos de Participação dos Estados
FPM	Fundos de Participação dos Municípios
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading, em português Sistemas Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo
FS	Fundo Social
FSM	Fundo Soberano de Maricá
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GOGEL	Global Oil & Gas Exit List
GPFG	Government Pension Fund Global
GW	Gigawatt
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IDEB	Índice de Desenvolvimento da Educação Básica
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IDHM	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
IEA	International Energy Agency
IEF	Fórum Internacional de Energia
IES	Índice de Exclusão Social

IFDM	Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal
IFSWF	Forum of Sovereign Wealth Funds, em português Fórum Internacional dos Fundos Soberanos de Riqueza
INOCs	Companhias Nacionais com Operação Internacional
IOC	International Oil Company, em português Empresa Internacional de Petróleo
IOCC	Interstate Oil Compact Commission
IPA	Importância Petrolífera de Área
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change, em português Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPH-M	Índice de Pobreza Humana Municipal
IRPJ	Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas
LOA	Lei Orçamentária Anual
MMb/d	Milhões de Barris por Dia
NDC	Nationally Determined Contribution, em português Contribuição Nacionalmente Determinada
NIOC	National Iranian Oil Company
Nitroféril	Fertilizantes Nitrogenados do Nordeste
NMG	Novo Mercado de Gás
NOC	National Oil Companies
NRGI	National Resource Governance Institute
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OSR	Observatório Social dos Royalties

PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEAC	Programa Ambiental com Comunidades Costeiras
Petromisa	Petrobrás Mineração S/A
PIB	Produto Interno Bruto
PIF	Public Investment Fund
PNE	Plano Nacional de Energia
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
PSC	Production Sharing Contracts
RCL	Receita Corrente Líquida
RJ	Rio de Janeiro
RND-E	Recursos Não Descobertos Empresa
RND-U	Recursos Não Descobertos União
SE	Sergipe
SEAL	Sergipe-Alagoas
SEAP	Sergipe Águas Profundas
SECEX	Secretaria de Comércio Exterior
Socal	Standard Oil Company of California
SONJ	Standard Oil of New Jersey
SRWE	Statistical Review of World Energy
SUAS	Sistema Único de Assistência Social
Sudene	Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
SWF	Sovereign Wealth Funds, em português Fundos Soberanos de Riqueza
SWFI	Sovereign Wealth Fund Institute
TCU	Tribunal de Contas da União

Tercarno	Unidade de Processamento de Gás Natural
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas
WTI	West Texas Intermediate
ZNMT	Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Categorias da teoria da renda adaptadas ao caso do petróleo	38
Quadro 2 – NOCs não listadas em bolsas de valores	76
Quadro 3 – NOCs listadas em bolsas de valores	76
Quadro 4 - Petroleiras com produção superior a 200 MMboe, em 2023	79
Quadro 5 – Petroleiras x países em que produzem (2023)	82
Quadro 6 – Presença de empresas estrangeiras em países com maior produção de petróleo	84
Quadro 7 – Produção dos países em relação à produção das NOCs - MMboe/ano (Rússia-Nigéria)	85
Quadro 8 – Government take 1998-2007	91
Quadro 9 - Comparativo dos Regimes Fiscais de Petróleo Países Seleccionados	93
Quadro 10 – Grupos empresariais e empresas por país de origem	105
Quadro 11 – Empresas classificadas como pequeno e médio porte	109
Quadro 12 – Síntese de informações sobre os fundos soberanos dos entes subnacionais	126
Quadro 13 - Resumo dos Argumentos da IPA	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição das reservas provadas de petróleo no mundo (2023)	49
Tabela 2 - Reserva/produção maiores produtores (2023)	52
Tabela 3 - Produção/consumo maiores produtores (2023)	55
Tabela 4 - Destino das Exportações do petróleo brasileiro – 2023 (mil barris)	57
Tabela 5 - Importação de petróleo pelo Brasil segundo país de origem – 2023 (mil barris)	58
Tabela 6 - Importação de derivados segundo país de origem – 2023 (mil m ³)	59
Tabela 7 – Movimentação de petróleo cru entre regiões – 2023 (milhões de toneladas)	61
Tabela 8 – Movimentação de derivados entre regiões – 2023 (milhões de toneladas)	63
Tabela 9 – Produção de petróleo e gás NOCs - 2022	69
Tabela 10 - Transferências para o governo em relação à receita total - %	75
Tabela 11 – Produção dos países em relação à produção das NOCs - MMboe/ano (Líbia-Argentina)	86
Tabela 12 – Resumo dos campos com maior produção em 2024	111
Tabela 13 - Distribuição dos royalties e participações especiais	114
Tabela 14 – Alterações propostas pela lei 12.734/2012	116
Tabela 15 - Fundos soberanos com financiamento a partir de petróleo e gás	117
Tabela 16 – Campos de petróleo sergipanos e concessionárias	137
Tabela 17 – Características das correntes de petróleo de Sergipe	139
Tabela 18 – Lista dos maiores beneficiários por royalties em Sergipe (1999-2024)	145
Tabela 19 – IFDM beneficiários de royalties (2013 e 2023)	148

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Produção de petróleo 2014-2023 (Milhares de Barris/dia)	51
Gráfico 2 - Consumo de petróleo 2023 - Regiões (%)	54
Gráfico 3 - Consumo de petróleo 2023 (%)	54
Gráfico 4 - Produção de petróleo 2023 (%)	55
Gráfico 5 - Capacidade de refino por país - 2023	60
Gráfico 6 - Fluxo de caixa operacional IOCs	67

Gráfico 7 – Fluxo de caixa operacional NOCs	70
Gráfico 8 – Lucro operacional NOCs (2022).....	71
Gráfico 9 - Transferências das NOCs para seus respectivos Estados.....	72
Gráfico 10 – Dividendos pagos aos respectivos Estados (2022)	73
Gráfico 11 – Transferências para o governo em relação à receita total (2022)	74
Gráfico 12 – Investimentos em aquisição de ações for fundos soberanos 2015-2023.....	121
Gráfico 13 – Produção acumulada de petróleo (m³) em campos terrestres de Sergipe – 1963-2025	131
Gráfico 14 – Produção acumulada de gás natural (mil m³) em campos terrestres de Sergipe – 1963-2025	132
Gráfico 15 – Produção acumulada de petróleo (m³) marítimos de Sergipe – 1968-2025	133
Gráfico 16 – Produção acumulada de gás natural (mil m³) marítimos de Sergipe – 1968-2025	134
Gráfico 17 – Evolução da produção de petróleo e gás natural em Sergipe – 1963-2025	135
Gráfico 18 – Evolução da produção de petróleo e gás natural em Sergipe por ambiente – 1963-2025	136
Gráfico 19 – Produção, preço e arrecadação de royalties 1999-2024	138
Gráfico 20 – Evolução da participação na produção por ambiente 1999-2024	141
Gráfico 21 – Variações anuais na produção, preço do Brent, taxa de câmbio e a arrecadação com royalties 1999 - 2024	142
Gráfico 22 - Arrecadação com royalties em Sergipe 1999-2024. Valores constantes 2024=100 .	144

LISTA DE MAPAS

Mapa 1 - Distribuição municipal dos royalties em Sergipe	146
--	-----

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
SEÇÃO I - Renda do petróleo no debate acadêmico – da perspectiva hegemônica à crítica da Economia Política	24
Capítulo 1 – Maldição dos recursos naturais e modelo neoclássico dos recursos exauríveis: as abordagens dominantes sobre o problema da renda.....	24
Capítulo 2 – O Mundo como ele é: o monopólio sobre partes da terra como fundamento da renda	32
SEÇÃO II - Caracterização da indústria mundial de petróleo	41
Capítulo 3 – Evolução histórica, reservas globais, produtores e consumidores.....	41
Capítulo 4 – A indústria de exploração e produção de petróleo e a atuação de suas maiores empresas.....	69
Capítulo 5 – A propriedade mais uma vez: os regimes de exploração de petróleo	88
SEÇÃO III - Quem fica com a renda do petróleo? Uma análise a partir do Brasil e de Sergipe.	103
Capítulo 6 – Para onde vai a renda do petróleo no Brasil?	103
Capítulo 7 – Análise da distribuição da renda do petróleo em Sergipe	129
CONCLUSÃO	154
REFERÊNCIAS	158

INTRODUÇÃO

O petróleo, sua distribuição geográfica e propriedade têm sido centrais para a economia e política durante todo o século XX e parece que será assim por bastante tempo. Neste quarto do século XXI, as notícias sobre os preços no mercado internacional, descobertas de novas reservas, decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), golpes de estado e guerras de ocupação em torno desse recurso se mesclam àquelas que dizem respeito à necessidade de diminuição da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e transição para uma economia descarbonizada.

No contexto atual as mudanças climáticas e seus eventos extremos em curso, decorrentes do aumento da temperatura global, não podem mais ser ignorados. Aumentam os clamores, acordos e metas para evitar o aquecimento do planeta. O mais famoso deles, o Acordo de Paris, celebrou o compromisso, assinado em 2015 por 196 países, de tomar medidas para redução de emissões de GEE, com o objetivo de segurar o aumento da temperatura média global entre 1,5°C e 2,0°C.

As medidas deveriam iniciar em 2020 e os países se comprometem com sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, sigla em inglês referente a Nationally Determined Contribution). A do Brasil, por exemplo, atualizada em 2023, é de redução em 48% das emissões até 2025 e 53% em 2030, tendo como ano base 2005. A meta é emissão líquida zero em 2050 (MMA, 2023). Em 2024, na Conferência das Partes (COP) 29 do Azerbaijão, o governo anunciou a NDC 2035, com previsão de redução de emissões líquidas de GEE na faixa de 59% a 67% (Nova NCD, 2024).

Os cenários, porém, não são os mais auspiciosos para quem está interessado em diminuir emissões e o uso de combustíveis fósseis. O mais recente relatório *The Production Gap Report*, do Programa Ambiental da Organização das Nações Unidas (ONU), revela a discrepância entre os níveis de produção, planos e projeções dos governos nacionais dos maiores produtores e aqueles que seriam necessários para um caminho consistente em direção às metas dos modestos Acordos de Paris e Conferências das Partes.

The Production Gap Report (Sei et al., 2023a) se baseia em dados da International Energy Agency (IEA), estatísticas nacionais e modelagens do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) da ONU. O relatório concentra a análise em 17¹ países que

¹ Austrália, Brasil, Canadá, China, Colômbia, Alemanha, Indonésia, Cazaquistão, Kuwait, México, Nigéria, Noruega, Rússia, Arábia Saudita, Emirados Árabes, Reino Unido, Estados Unidos

respondem por 74% da produção global de petróleo e 18² países que concentram 72% da produção de gás³.

A conclusão é que, no ritmo previsto pelos governos, chegaremos em 2030 produzindo 110% mais combustíveis fósseis do que seria necessário para segurar o aumento da temperatura em 1,5°C e 69% a mais do necessário para não ultrapassar os 2°C. A estimativa para 2050 é que a discrepância entre a produção e o necessário para não ultrapassar a meta será de 350% e 150%, respectivamente para 1,5°C e 2°C. A maioria dos países não ajusta suas projeções de produção fóssil aos compromissos assumidos nos acordos⁴ (Sei *et al.*, 2023b).

Quando tomados separadamente, carvão, petróleo e gás, a discrepância para 2030 estaria em 460%, 29% e 82%, respectivamente. Se os planos seguirem como estão, a produção de carvão se expandirá até 2030 e a de petróleo e gás até, pelo menos, 2050, com a produção de petróleo e gás excedendo, respectivamente, 260% e 210% do necessário para cumprir os acordos. A maioria dos países observados assumiu compromissos de emissões zero, mas não houve nenhum compromisso de redução da produção de fósseis para limitar o aquecimento a 1,5°C (Sei *et al.*, 2023a). Se aquilo que está no horizonte dos governos dos países da amostra se concretizar, serão 26 milhões de barris por dia (MMb/d) em 2030 e 84 MMb/d em 2050, acima do que nos daria uma chance de manter o aquecimento limitado a 1,5°C. No caso do gás, a discrepância é de 2,2 trilhões de metros cúbicos em 2030 e 3,8 trilhões m³ em 2050 (Sei *et al.*, 2023b).

Ainda de acordo com o relatório, os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás pelas companhias de petróleo chegaram perto de USD 500 bilhões, no mundo, em 2022. Maior nível de investimento em oito anos (Sei *et al.*, 2023a).

Nesse cenário, o Brasil é destacado entre os países líderes nos projetos de expansão de petróleo no curto prazo, junto a Canadá, Rússia, Arábia Saudita e Estados Unidos. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (Brasil, 2024a)^{5 6}, no intervalo 2024-2034 a produção de petróleo atingirá seu pico em 2030, com 5,3 MMb/d, caindo para 4,4 MMb/d em

² Grupo anterior mais o Qatar

³ Dados em exajoules (EJ) por ano

⁴ O modelo compara os planos de expansão dos governos, a cenários estimados de mitigação, que levam em conta medidas tomadas para redução de carbono na atmosfera como reflorestamento, captura e armazenamento de carbono, entre outras.

⁵ Com dados da Agência Nacional de Petróleo e empresas do setor, considerando 1.744 Unidades Produtivas, que compreendem jazida em produção, desenvolvimento ou avaliação e áreas prospectadas ainda não perfuradas por poços pioneiros.

⁶ O relatório SEI – Programa Ambiental da ONU retirou as informações da expansão fóssil no Brasil do PDE 2032 (2022) e do Plano Nacional de Energia 2050. As previsões entre o PDE 2032 e PDE 2034 são bastante próximas.

2034. Se a previsão se realizar, em dez anos a produção de petróleo terá crescido 47%, considerando 2023 como ano base.

No caso do gás natural (GN), as estimativas dão conta de que a expansão segue até 2031, quando a produção bruta alcança a marca de 316 MMm³/d, encerrando o decênio com 315 milhões de métricos cúbicos diários. Em comparação com 2023, a estimativa é de crescimento na produção bruta de GN de 110%. De mesmo modo, o pré-sal responderá por cerca de 80% da produção nacional de GN em 2034. Considerando a produção líquida (que exclui perdas, queima, autoconsumo e injeção), seriam 134 MMm³/d ao final do período (Brasil, 2024b).

No horizonte do Plano Nacional de Energia 2050, a previsão é sustentar a produção nacional no patamar dos níveis previstos para 2030. Neste caso, parte considerável da produção deve vir de recursos ainda não descobertos, não contratados com a União (Brasil, 2020). Nas estimativas do PDE 2034, os recursos não descobertos - Recursos Não Descobertos Empresa (RND-E) e Recursos Não Descobertos União (RND-U)⁷ - representam apenas 6% da fonte da produção esperada para petróleo e 4% para o gás natural, no último ano do ciclo.

O pré-sal responderá, no horizonte dos próximos 10 anos, pela maior parte da produção de petróleo e gás natural no Brasil. No Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (ZNMT), que apresenta os mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), as Bacias de Campos e Santos aparecem como as de maior atratividade no longo prazo. Em seguida é a Bacia Sergipe-Alagoas (SEAL)⁸ que concentra maior interesse do setor para exploração e produção de petróleo e gás natural, inclusive com chances elevadas de novas descobertas (Brasil, 2023b). De acordo com o documento, “pelo seu potencial indicado em águas profundas e ultra profundas, de óleo e gás natural, onde sete declarações de comercialidade foram realizadas em dezembro de 2021” (Brasil, 2023b).

As declarações de comercialidade a que o estudo se refere são para os campos Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Sudeste, Budião Noroeste, Cavala e Palombeta. Esses campos estão em fase de desenvolvimento pela Petrobrás no projeto Sergipe Águas Profundas e devem ser explorados por dois Sistemas Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo (FPSOs, na sigla em inglês). São dois navios plataformas que irão operar a 100 km da costa, com capacidade cada um de 120 mil barris/d, de óleo leve. Juntos

⁷ As categorias são: Reserva Total (RT) - recursos descobertos em unidades produtivas com comercialidade declarada e os recursos previstos para o Excedente da Cessão Onerosa; Recursos Contingentes (RC) - descobertas em avaliação; Recursos Não Descobertos Empresa (RND-E) – recurso sem unidades contratadas ainda sem descobertas; Recursos Não Descobertos União (RND-U) - recursos contidos em áreas ainda não contratadas (EPE, 2024, p. 12)

⁸ A Bacia de SEAL é a porção marítima das bacias de Sergipe e Alagoas

poderão ofertar até 18 MMm³/d de GN. O projeto inclui ainda um gasoduto de 123 km. Para efeito de comparação, entre 1970 e 2020 o pico de produção em Sergipe foi de 50 mil barris/dia e 0,2 MMm³/d de GN. O esperado é que entre 2030 e 2050 o pico de produção alcance 230 mil barris/d de petróleo e 20 MMm³/d de gás (Petrobrás, 2024).

O projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) I envolve as jazidas dos campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, situados nas áreas de concessão BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11. Nessas concessões, a Petrobras atua como operadora, possuindo 60% de participação no BM-SEAL-11 em parceria com a IBV Brasil Petróleo LTDA (40%), e detendo 100% de participação no BM-SEAL-10. O SEAP II inclui as jazidas dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, localizados nas concessões BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, respectivamente. Nesses campos, a Petrobras é a operadora, com uma participação de 75% na concessão BM-SEAL-4, em parceria com a ONGC Campos Limitada (25%), e detém 100% de participação nas concessões BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10 (Petrobrás, *idem*).

A contratação dos navios plataformas vêm sendo tentada desde 2022, com idas e vindas entre a companhia, mercado e o governo. A expectativa é que a licitação volte a ser lançada no final de 2024, após processos anteriores serem interrompidos por inabilitação das empresas concorrentes. O projeto vencedor irá contar com financiamento de R\$ 8,5 bi do Fundo da Marinha Mercante (FMM) e precisa ter conteúdo local mínimo de 40% para o SEAP I e 30% para o SEAP II (Conselho, 2024).

A previsão do primeiro óleo em 2028 foi descartada devido aos atrasos no projeto, o novo prazo deve ser informado junto aos resultados da licitação. As expectativas em relação ao SEAP são altas e têm mobilizado as três esferas de governo e o setor privado. De acordo com o diretor-geral da Agência Nacional de Petróleo (ANP), entre 2024 e 2028 os investimentos na bacia de Sergipe devem chegar a R\$ 32 bi (SABOIA, 2024). A Petrobrás projeta investimento superior a U\$ 5 bilhões no novo ciclo de exploração, através de SEAP I e II (PAES, 2023). Em abril de 2024, a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) aprovou a concessão de incentivos fiscais para implementação do SEAP, autorizando redução em 75% do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) após o início da operação (Sudene, 2024).

Os dilemas em torno do petróleo a nível global se atualizam. Sergipe, desde os anos 1960, tem sua história atravessada por essa indústria. Há alguns anos, experimenta de forma intensa uma nova etapa da exploração deste recurso em seu território. A Petrobrás passou por um intenso processo de desinvestimento entre 2015 e 2022. O maior campo *onshore* do país, Carmópolis, descoberto em 1963, foi vendido para o grupo espanhol Cobra. As 26 plataformas

de águas rasas no Estado estão em processo de descomissionamento. A Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFEN, foi hibernada, arrendada e hoje encontra-se parada novamente, com a expectativa que a Petrobrás reassuma a planta. O setor de transporte de gás foi também privatizado, em meio ao desenho do chamado Novo Mercado de Gás. Foi instalada, na Barra dos Coqueiros, uma grande termelétrica a gás, com capacidade de geração de 1,5 gigawatt (GW), hoje propriedade da empresa de energia Eneva.

A descrição e análise deste processo foram apresentadas pelo autor na forma de monografia para conclusão do curso de Ciências Econômicas nesta Universidade. Ali, analisamos a evolução histórica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil (Santos, 2021). Este processo intenso de transformações, porém, está longe de ser finalizado.

A presente pesquisa tem como escopo um aspecto particular da indústria do petróleo, a renda do petróleo. Considerando que Sergipe há décadas é um produtor importante de petróleo e gás natural e, portanto, recebedor de royalties e participações especiais, e que caminha para ampliar drasticamente essa produção e, por esta razão, aumentar sua arrecadação, é fundamental a análise crítica deste processo. Desta forma é possível olhar para os aspectos específicos da indústria de petróleo e suas repercussões sobre o fundo público.

Como dito, o texto que segue é a continuação dos estudos do autor (Santos, 2021). De forma geral, partimos da caracterização feita então. Assumimos que o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural no Brasil ocorreu nos marcos do movimento geral de expansão do capitalismo após a Segunda Guerra Mundial. Este processo é marcado por contradições e disputas, em que o Estado é decisivo para a acumulação privada de capital. A conclusão fundamental após olhar para a evolução no setor é que há uma pressão permanente pela desintegração do sistema Petrobrás. No início da implantação das políticas neoliberais no Brasil, na década de 1990, isso se deu por meio da quebra do monopólio estatal do petróleo, venda da maioria do capital não votante da Petrobrás e privatização do setor petroquímico. No período mais recente, o capital privado estrangeiro abocanhou o setor de transporte de gás e preparou também a privatização de todo o parque de refino. O relatório do conjunto de ativos privatizados e das mudanças institucionais pode ser revisado no referido trabalho monográfico de Santos (2021). A partir da análise pormenorizada desse processo constatou-se que:

Sergipe tem sido, então, pioneiro em implementar essa reconfiguração do mercado de gás. A Petrobras no Estado tem vendido a maior parte de seus ativos onshore, fechou sua sede administrativa, arrendou sua fábrica de fertilizantes, hibernou seu terminal de processamento de gás. O objetivo é manter apenas as atividades offshore, em águas profundas. O estado antecipa, portanto, aquilo que é o cenário esperado para o NMG [Novo Mercado de Gás]: uma maior participação do gás natural na economia, sem a participação da Petrobras. (Santos, 2021, p. 66)

Nessa dissertação, o propósito é analisar de modo aprofundado essa dimensão da indústria do petróleo, que é o pagamento/recebimento de royalties e demais participações em decorrência da produção de petróleo e gás natural. São duas as razões principais para este movimento. Primeiro a experiência de trabalho no Observatório Social dos Royalties (OSR) no âmbito do Programa Ambiental com Comunidades Costeiras (PEAC), que requer o contínuo acompanhamento das rendas recebidas pelos municípios do litoral sergipano. O segundo, a expectativa em relação ao empreendimento SEAP, que implicará, salvo alteração legislativa, abandono do projeto ou decisão judicial, em incremento substancial das receitas de royalties e participações para o Estado em geral e municípios costeiros, em particular.

Esta expansão dos royalties e participações especiais nos orçamentos municipais e estadual implica uma série de questões. Podemos mencionar a desigualdade na distribuição dos recursos entre os municípios. Os municípios da costa, confrontantes aos campos de produção, devem ficar com a maior parcela do recurso, particularmente no caso das participações especiais. Foi o que se registrou com algumas cidades do litoral fluminense e paulista com início da produção do pré-sal (Araújo *et al.*, 2018). Políticas e serviços financiados com estes recursos atuam como polo de atração e podem implicar em deslocamentos da população. Maricá, no estado do Rio de Janeiro (RJ), tem sido o caso mais emblemático neste sentido⁹.

Ao mesmo tempo, se põe a questão da dependência dos orçamentos destes recursos, que são finitos e cujos montantes variam em função das decisões empresariais e conjuntura econômica. Considerando, por exemplo, a relação royalties + participações especiais com a receita, entre 2013 e 2020, em Pirambu – Sergipe (SE), esteve entre 25% e 64%, sendo maior valor em 2017 (Santos *et al.*, 2020). Ou seja, há municípios em que as rendas do petróleo têm sido componente importante e até majoritário do orçamento. A possibilidade que isso se intensifique está colocada.

Pelo exposto, fica demonstrado que está em curso um novo ciclo de acumulação a partir da indústria petroleira em Sergipe, que deve produzir consequências econômicas, sociais e ambientais de grandes proporções. Nossa pesquisa é uma contribuição para análise de alguns aspectos deste processo. Inicialmente, nos propomos analisar a experiência recente da aplicação de royalties em Sergipe e os desafios que se colocam diante de um cenário de transformação da indústria petrolífera e de expansão da arrecadação de royalties no Estado. Estudar experiências

⁹ Maricá tem crescimento populacional recorde de 54,87%. Informação disponível no site da Prefeitura de Maricá. Disponível em: <https://www.marica.rj.gov.br/noticia/marica-tem-crescimento-populacional-recorde-de-5487/>. Acesso em: 16 ago. 2025.

de outros países sobre a temática dos royalties, levando em conta também o contexto de intensificação da crise climática e de lutas pelo controle social desses recursos.

Teoricamente a análise sobre os royalties se alicerça na abordagem marxiana de renda da terra, estabelecendo um debate com outras perspectivas teóricas no âmbito das ciências econômicas. Para tanto situamos teoricamente os argumentos mais utilizados nos estudos sobre o tema, destacando a contribuição da crítica da economia política para explicar esse processo de acumulação, a partir da categoria renda da terra, que tem sido pouco abordado na literatura acadêmica, particularmente na economia brasileira. Ao longo da pesquisa, surgiu também a necessidade de uma caracterização ampla da indústria de petróleo no mundo, no sentido de compreender em que contexto o processo em curso em Sergipe está inserido, para além da comparação com as experiências noutros países no uso dos royalties.

No que tange a metodologia, o trabalho foi realizado a partir do método dialético, buscando captar a realidade viva, em movimento, marcada por contradições e transformações. A realidade aqui é compreendida nos termos do materialismo histórico de Marx e Engels, que partem das relações dos seres humanos uns com os outros e com a natureza, seu modo de produzir e viver. Assim, a realidade, o mundo sensível que nos rodeia, não está eternamente dado, mas é determinado por estas relações (Peña, 2014, p. 43 e 44).

Esse modo de considerar as coisas não é isento de pressupostos. Ele parte de pressupostos reais e não os abandona em nenhum instante. Seus pressupostos são os homens, não em quaisquer isolamento ou fixação fantásticos, mas em seu processo de desenvolvimento real, empiricamente observável, sob determinadas condições. (Marx e Engels, 2007, p 94)

Desse modo, quando olhamos para um aspecto específico da realidade, é preciso considerá-lo dentro do desenvolvimento real do modo de produção, da sociedade. Tendo em vista que a sociedade é “inseparável do homem, porque jamais existiu homem como indivíduo isolado, e ao dizer homem, implicamos sociedade” (Peña, 2014, p. 17)

Não propomos a definição de hipóteses prévias à pesquisa, contudo, há alguns pressupostos advindos das conclusões de Marx sobre o modo de produção capitalista nos quais nos apoiamos. Não se trata aqui de pressupostos apriorísticos, mas regularidades, determinantes dessa forma específica de sociedade, reveladas pela crítica da economia política. Quais sejam: (i) divisão da sociedade capitalista em classes sociais; (ii) caráter desigual e combinado do seu desenvolvimento; (iii) acumulação do trabalho excedente na forma de mais-valia; (iv) dinâmica marcada necessariamente por crises; (v) tendência à concentração e centralização do capital.

Nossa pesquisa utiliza uma abordagem qualitativa e quantitativa. Os principais procedimentos qualitativos são a pesquisa bibliográfica e a análise documental. Os

procedimentos quantitativos se referem ao levantamento, tratamento e exposição de dados por meio de estatística descritiva. A primeira seção é constituída por dois capítulos. No capítulo 1 realizamos uma revisão bibliográfica que levou a agrupar três abordagens distintas de tomar a renda do petróleo. A primeira delas chamamos de abordagem da maldição dos recursos naturais. A partir de Maciel *et al.* (2021), Pamplona e Cacciamali (2018), Roy *et al.* (2013), Veríssimo e Xavier (2014), entre outros, apresentamos em linhas gerais a chamada maldição dos recursos naturais ou paradoxo da abundância. Esta abordagem procura demonstrar, por meio de testes econométricos, que países ricos em recursos naturais falham em crescer mais rápido do que os países que não têm estes recursos, daí a maldição (Frankel, 2010). Em seguida, trabalhamos com autores de referência no tema no Brasil. Neste caso, encontramos uma abordagem que tem como base a renda de Hotelling (1931) como modelo interpretativo para o ritmo de exploração dos recursos naturais. A este modelo aparece associada a regra de Hartwick (1977), que propõe a aplicação das rendas de recursos naturais em capital reproduzível como forma de garantia de justiça intergeracional. Esta leitura é trazida aqui a partir de Postali (2002), Serra (2005), Postali e Nishijima (2008, 2011), Carvalho (2008), Bastos (2013), Reis (2013), Gobetti *et al.* (2020). No capítulo 2 da seção I, trazemos a abordagem da crítica da economia política. Ali é apresentada a categoria renda fundiária como necessária e alternativa às duas abordagens anteriores para entender a renda do petróleo. Neste caso, nos apoiamos em Marx (2007), Paulani (2016), Fitzsimons (2019), Mommer (2010), Baptista (2010), Bina (1989), Sauer e Rodrigues (2016), Sauer (2024), López (2012).

No capítulo 3, seção II, apoiados nas interpretações de Mommer (2010), Sauer (2024), Bina (1989, 2017) e no levantamento de dados apresentados por meio de gráficos, quadros e tabelas, buscamos caracterizar a indústria de petróleo, desde o ponto de vista da sua evolução histórica, como também do seu desenho atual. O capítulo 4 é dedicado ao mapeamento das empresas que atuam nesta indústria, seu peso na produção, o papel que cumprem as empresas estatais ou, em inglês, National Oil Companies (NOC) e as empresas privadas internacionais. Encerrando a seção II, o capítulo 5 discute os regimes de produção, tipos de contrato e a participação dos governos na renda do petróleo, com base em Lucchesi (2011), Sauer e Rodrigues (2016), Almeida e Accurso (2013), Johnston et al (2008), Johnston (1994), López (2012). Utilizamos dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); a Agência Nacional do Petróleo (ANP), Statistical Review da British Petroleum, International Energy Agency, Global Oil and Gas Exit List, National Oil Company Data Base, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sites de órgãos oficiais de governo, relatórios de administração de companhias, entre outros.

A terceira e última seção está dividida em dois capítulos. O capítulo 6 trata da renda do petróleo no Brasil. Com a contextualização da indústria no país, passamos a analisar as participações governamentais, sua distribuição e usos. Neste ponto retomamos alguns autores já referenciados em outras seções como Serra (2005) e Gobetti *et al.* (2020), além de consulta à legislação e outros documentos públicos. Há neste capítulo também uma discussão sobre os fundos soberanos, com base na experiência saudita, norueguesa, no Fundo Social (FS) do Brasil e nos fundos instituídos recentemente por entes subnacionais. No capítulo 7, entramos em Sergipe e procuramos discutir em detalhes aspectos da produção de petróleo e da distribuição de royalties, com base nas informações da ANP. Neste contexto, os resultados encontrados nas pesquisas de Silva e França (2009) e Silva, Santana e Farias (2014) dão base para discussão sobre o desempenho dos municípios mais beneficiados pela renda do petróleo no Estado. O capítulo inclui ainda discussão sobre a renda do petróleo no contexto do projeto Sergipe águas profundas - SEAP. Por fim, são apresentadas as conclusões da dissertação que reitera a pertinência do aporte teórico e sintetiza os resultados das análises.

SEÇÃO I - Renda do petróleo no debate acadêmico – da perspectiva hegemônica à crítica da Economia Política

Nesta seção apresentamos a discussão teórica a respeito da renda do petróleo, também tratada como renda mineral, renda dos recursos naturais ou renda dos recursos exauríveis. No capítulo 1, tratamos a chamada maldição dos recursos naturais e o modelo neoclássico dos recursos exauríveis, linhas teóricas mais difundidas quando se trata dos estudos sobre royalties. No capítulo 2, abordamos a interpretação marxiana da renda da terra como referência teórico alternativo para entender a renda do petróleo.

Capítulo 1 – Maldição dos recursos naturais e modelo neoclássico dos recursos exauríveis: as abordagens dominantes sobre o problema da renda

Nossa investigação começa pela revisão sobre royalties em publicações acadêmicas. De partida, podemos citar alguns estudos bibliométricos. Instrumental da moda quando se fala de revisão de literatura, este tipo de trabalho permite uma primeira aproximação sobre o tema em questão. Maciel *et al.* (2021) analisa 182 artigos encontrados na base de dados da *Web of Science*, para o período de 1978 a 2020. Os artigos foram encontrados pela busca “oil rents” e “natural resource rent”. Destacamos os seguintes resultados:

1. A maior parte das publicações é pós anos 2000, com 74,18% das publicações após 2014.
2. A maioria dos autores da amostra são dos Estados Unidos (46), Inglaterra (35) e Alemanha (16). Soma-se a esses, no top 10, as nacionalidades do Paquistão (12), da China (9), da Turquia (9), do Canadá (8), da Nigéria (8), da Arábia Saudita (8) e África do Sul (8). Os demais 114 autores identificados estão distribuídos em 47 países;
3. Os artigos mais citados são do período 2008-2020;
4. As áreas do conhecimento abarcadas pelas revistas em que os artigos foram publicados foram principalmente ciências econômicas, mas há também ciências ambientais e áreas correlatas ao meio ambiente, ciências políticas e sociais.

Feito o levantamento, os autores passam a discorrer sobre os trabalhos mais citados. Em geral, são artigos de abordagem econométrica, que buscam atestar a relação entre abundância de recursos naturais, dependência destes recursos e seus efeitos deletérios na economia e na democracia. Os principais artigos citados corroboram a chamada maldição dos recursos naturais (*resource curse*, em inglês) ou paradoxo da abundância. Temos em Veríssimo e Xavier (2014) uma boa definição da questão:

A maldição dos recursos naturais está vinculada ao argumento de que o súbito aumento da renda decorrente da exploração daqueles recursos (derivado de um aumento dos preços destes produtos ou da descoberta de novas fontes) cria uma falsa ideia de segurança e enfraquece a necessidade percebida de investimento e de promoção de estratégias de crescimento. Nestes termos, países ricos em recursos naturais tendem a desenvolver políticas protecionistas, com burocracia e ineficiência na utilização dos recursos (fraqueza institucional), o que acarreta menores taxas de investimento, e, conseqüentemente, menor crescimento econômico. Além disso, a tendência secular de declínio da relação entre os preços das exportações dos produtos primários e dos manufaturados, e a maior elasticidade-renda da demanda por manufaturados também dificultam o crescimento baseado em recursos naturais. (Veríssimo, Xavier, 2014, p. 269)

A elaboração sobre a “maldição” ganha proeminência a partir dos anos 1990 com os trabalhos de Auty (1993) e Sachs e Warner (1995, 2001), contudo os teóricos do desenvolvimento econômico já haviam apontado a abundância de recursos naturais, e a especialização que ela pode causar, como obstáculo ao desenvolvimento. Entre esses autores, podemos citar Prebisch, Singer, Hirschman; Frank, Kaldor (Pamplona e Cacciamali, 2018).

Pamplona e Cacciamali (2018) explicam que os trabalhos que buscam evidências empíricas da maldição têm saído de uma abordagem geral, incluindo o conjunto das economias com abundância de recursos, para investigar casos particulares. Haveria, então, evidências tanto de casos em que há abundância de recursos e não se registra a chamada maldição e aqueles em que ela é atestada. “Pode-se falar em maldição para vários países: Nigéria, Angola, Venezuela, Iraque, Líbia, Congo, Bolívia, Sudão. Há outros, entretanto, que seriam exemplos bem-sucedidos: Austrália, Canadá, Noruega, Finlândia, Nova Zelândia, Botswana, Chile, EUA (Ploeg, 2011; Sæther, Isaksen, Karlsen, 2011; Frankel, 2012 *apud* Pamplona e Cacciamali, 2018, p. 131).

Em nossa opinião, o termo “maldição” é mistificador. Remete a forças extraterrenas, metafísicas. Não ajuda na explicação do real. É também unilateral, pois tende a atribuir a um único fator a causa dos problemas dos países ou regiões “amaldiçoadas”. Além disso, como os resultados para existência da ‘maldição’ se concentram nos países periféricos, na África, Ásia, Oriente Médio e América Latina, não podemos desconsiderar o viés de escolha e mesmo o caráter ideológico que essa tese pode assumir.

Ora, se os países centrais conseguiram fazer bom uso dos seus recursos abundantes por que em outros países isso se converte em “maldição”? A resposta usual é que estes países não possuem arranjos institucionais adequados. “However, the largest part of studies on institutional empirical approach relies on the importance of creating an institutional environment that is

generally supportive of markets (e.g., protection of property rights and enforcement of contracts)” (Roy *et al.*, 2013, p. 153).

Em outro estudo bibliométrico, Sousa e Gomes (2022) encontram 101 artigos para combinações das palavras “petroleum industry”, “oil industry”, “oil royalties”, “environmental compensation”, “sustainable” e “exploration law”. As buscas foram feitas nas plataformas Web of Science e Scopus para o período entre 2017 e 2021. No caso em questão, embora tenham sido encontrados muitos artigos, os royalties não têm destaque. E a conclusão do autor é que os estudos se concentram na busca por melhor eficiência energética e diminuição de emissões de GEE, conversão de resíduos e alternativas de mitigação para os impactos ambientais.

Acruche et al (2018) também recorrem a bibliometria para avaliar a produção científica sobre royalties. Os autores fizeram a busca na plataforma Scopus para combinações “royalties”, “oil”; “education”, “health”, “mcd” e “mcda”. Os dois últimos termos se referem ao auxílio multicritério a decisão, sobre os quais não nos ocuparemos. Para as buscas “royalties and oil” foram encontrados 310 resultados, dos quais foram selecionados os 20 mais citados, entre os quais, segundo os autores, apenas seis tratavam centralmente do tema. As repostas para as combinações “royalties” and “oil” and “education” and “health” retornaram oito resultados para educação e nove para saúde. A conclusão dos autores é que até então (2017) as pesquisas sobre aplicação dos royalties em educação e saúde era pouco explorada.

Dos três estudos bibliométricos consultados, podemos assumir que Maciel *et al.* (2021), conseguiu identificar de forma mais consistente a tendência da discussão sobre os royalties. Além do que já foi dito, os autores identificaram a rede de cocitações, ou seja, os autores mais citados nos artigos encontrados. A maioria deles é partidária da tese da maldição dos recursos naturais como Ross (2014), Sachs e Warner (1995 e 2001); Auty (1993), Ploeg (2011), Gylfason (2001), Mehlum (2006), entre outros (Maciel *et al.*, 2021). Do que podemos concluir que a *resource curse thesis* exerce grande influência nos trabalhos acadêmicos publicados sobre renda do petróleo.

No entanto, como vimos, trabalhos de autores brasileiros não têm peso na amostra do estudo. É preciso então buscar como o tema é abordado por aqui. Postali (2002), Serra (2005) e Postali e Nishijima (2008, 2011) são referência do tema. Especialmente, Postali (2002) estabeleceu os marcos teóricos em que o tema tem sido tratado por grande parte da literatura, a partir da sua definição de renda mineral. Ele apresenta o conceito a partir do que seria uma evolução passando por Ricardo, Mill e Marshall até chegar a Hotelling. Antes de Marshall, explica Postali (2002), a renda era entendida como decorrente das diferenças de produtividade entre terras, a renda ricardiana, que deve ser lida então como um prêmio ao

possuidor de terras mais produtivas, auferida pelas diferenças entre o preço natural e o preço de mercado. Esse conceito foi estendido para jazidas minerais.

Em termos clássicos, a renda pode ser definida como a parcela da receita total que excede o preço de oferta de todos os insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola, como o capital e o trabalho. Trata-se de um prêmio para o dono da terra pelo simples fato de ser seu proprietário, não havendo necessidade de qualquer esforço adicional para obtê-la. (Postali, 2002, p. 13)

Bom, daí que o conceito ‘evolui’ e chega-se em Marshall, que “supera a concepção clássica de que o valor era determinado pelo trabalho” (Postali, 2002, p. 15). A concepção utilitarista neoclássica de Marshall propõe a renda como um excedente econômico em função da escassez de fatores naturais, cuja oferta é fixa. A renda para Marshall é, portanto, renda de escassez e deve ser atribuída apenas no que diz respeito aos bens gratuitos da natureza. Marshall apresenta ainda o conceito de quase-rendas proporcionadas por fatores de produção cuja oferta é inelástica no curto prazo, como máquinas e equipamentos. A quase-renda também se aplica aos rendimentos anormais como nas atividades de alto risco (Postali, 2002). O autor ainda afirma que:

Se se considerar a análise marshalliana, pode-se argumentar que as rendas das minas constituem, na verdade, quase-rendas, por se tratarem de retornos de investimentos passados em atividades exploratórias de alto risco, próprias da pesquisa mineral. Assim, aquilo que Ricardo classifica como renda das minas seria, na verdade, nada mais que um prêmio para compensar o risco exploratório. Vale ressaltar que, diferentemente da renda, a quase-renda não pode ser extraída sem provocar impactos sobre o investimento, pois se trata de um retorno necessário para empreender a exploração, compensando seus riscos (Postali, 2002, p. 17).

Serra (2005), ao tomar as considerações de Postali (2002), explica que:

A associação da renda das minas com a quase-renda de Marshall equivale, em termos de orientação de política tributária, a preservar parte do lucro que excede o lucro normal nas mãos do capital minerador. Esta associação, portanto, desautorizaria uma alíquota para o royalty que expropriasse a quase-renda gerada no setor. (Serra, op. cit., p. 54)

Postali (2002) explica ainda que, para a concepção neoclássica, a renda das minas só existe como resultado de barreiras à entrada, decorrentes de direitos de propriedade, sobre os recursos. Neste caso, sua natureza seria a mesma da renda da terra. A digressão feita pelo autor leva a inclusão da dimensão temporal, a partir das quase-rendas de Marshall (inelasticidade no curto-prazo) para chegar até a chamada renda de Hotelling.

Deve-se ressaltar que a renda econômica está presente mesmo em ambientes competitivos, em virtude de uma peculiaridade dos recursos não-renováveis: a finitude de seu estoque na natureza implica que a extração em um período torna o recurso indisponível em períodos posteriores. Essa característica nos remete ao conceito de custo de uso, isto é, um tipo particular de custo de oportunidade, com características temporais: a extração de um recurso não renovável hoje acarreta um custo de oportunidade de extrai-lo amanhã. O custo de uso é a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção e faz parte da renda, que seria, dessa forma, **uma compensação ao proprietário da jazida pela redução de seu valor devido à extração de seus recursos**. Esse componente da renda também é denominado renda de Hotelling, uma referência a Harold Hotelling, autor pioneiro em sua sistematização (Postali, 2002, pp. 17 e 18, grifo nosso).

O modelo de Hotelling é conhecido também como modelo neoclássico de recursos naturais não renováveis. A ideia fundamental aqui é a de compensação financeira. De acordo com Serra (2005) a renda de Hotelling não decorre “da posição monopolista do proprietário da jazida, mas simplesmente em função da condição de não reprodutividade do bem mineral. Portanto, o preço dos recursos exauríveis será definido em um nível sempre superior ao custo marginal de produção” (Serra, 2005, p. 57). Postali e Nishijima (2008, p. 6) sistematizam a questão da seguinte forma:

o custo de uso de extrair o recurso no instante atual é a receita de que se abre mão na extração futura, gerando uma renda compensatória para o detentor da propriedade dos recursos. O resultado da análise de Hotelling (1931) é que a renda do recurso (custo de uso) deve crescer à taxa de juros com o objetivo de otimizar a trajetória de extração, evitando-se que o produtor arbitre a distribuição da produção ao longo do tempo e prejudique as gerações presentes ou futuras.

O custo de uso ou renda de Hotelling é o royalty. Serra (2005, p. 62) coloca a questão da seguinte maneira:

O royalty funcionaria, de acordo com o modelo de Hotelling, como uma variável de ajuste ao ritmo de exploração dos recursos não renováveis: se a tendência for uma ação especulativa com os recursos, por parte dos proprietários privados das jazidas, o valor do royalty se eleva, inibindo a retenção do recurso in the ground. Se, na direção oposta, ocorre por parte dos proprietários privados das jazidas uma extração acelerada do recurso, acelerando o ritmo de exploração e, portanto, do esgotamento das jazidas, o royalty cai a um nível suficiente para reduzir o ritmo de exploração presente.

A definição que encontramos no website da Agência Nacional do Petróleo e nos trabalhos acadêmicos sobre o tema de que “royalties são uma compensação financeira devida à União, aos estados, ao Distrito Federal - DF e aos municípios beneficiários (...) uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis” (ANP, 2025), tem por base este modelo.

A discussões se concentram então sobre a melhor forma de sua aplicação, mas sua origem econômica é explicada pelo modelo de Hotelling. Em trabalho mais recente,

pesquisadores do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) tomando a renda de Hotelling asseveram que:

O que importa assinalar é que a perda de valor da jazida de petróleo em decorrência da extração de seus recursos no presente implica um custo de oportunidade intertemporal e justifica uma compensação ao seu proprietário, que pode ser uma pessoa física, um grupo social (como no Alasca) ou um Estado-nação (como na maioria dos casos). (Gobetti *et al.*, 2020, p. 29)

Aqui é importante destacar o que diz Serra (2005, p. 62) para o caso das jazidas públicas: “a regra de Hotelling perde capacidade explicativa sobre o ritmo de exploração do recurso, embora ainda permaneça servindo como referência para a incorporação da dimensão temporal no estudo da indústria extrativa mineral”.

Ao lado da renda de Hotelling é apresentada a Regra de Hartwick (Postali, 2002; Serra, 2005; Postali e Nishijima 2008, 2011; Gobetti *et al.*, 2020). A referida regra propõe a “alocação ótima” da renda de Hotelling.

De acordo com Hartwick (1977), a condição para a manutenção das possibilidades de consumo de uma sociedade é o investimento da renda de Hotelling em ativos físicos, com o objetivo de manter o estoque de capital constante diante do decréscimo do recurso. Ou seja, a Regra de Hartwick prescreve que uma sociedade deve usar a renda de seus recursos para financiar a diversificação da economia com objetivo de compensar a depreciação de seu capital natural, que não poderá mais sustentar o seu consumo (Postali e Nishijima, 2011, 469).

É da regra de Hartwick que se deriva a ideia de promoção de justiça e equidade intergeracional. Ou seja, que a escolha de usar um recurso finito no presente não imponha privação à geração futura. Assim, a renda auferida em função da finitude do recurso (royalty) deve ser convertida em estoques de capital reprodutível (Serra, 2005).

Identificamos esta abordagem evolutiva do conceito de renda, que vai de Ricardo a Hotelling em Postali (2002), Serra (2005), Carvalho (2008), Bastos (2013), Reis (2013), Santos (2018), Gobetti *et al.* (2020). Com ponderações e críticas aos seus limites, assume-se a capacidade explicativa do modelo. Os autores compartilham também a ideia, assentada na regra de Hartwick, que o royalty deve ser aplicado de maneira a promover justiça geracional por meio da diversificação econômica (Reis, 2013). Deste modo, para os autores esse é ponto de partida para análise da questão, seja do ponto de vista regulatório, fiscal, orçamentário, dos testes empíricos ou de avaliação de políticas públicas.

Até aqui pudemos fazer um recorte da abordagem sobre rendas do petróleo na literatura, a partir de estudos bibliométricos e consulta a textos de referência. Identificamos na primeira busca a prevalência dos estudos a partir da tese da maldição dos recursos naturais. Nos textos

publicados no Brasil, identificamos que a discussão é feita em base ao modelo neoclássico para economia de recursos exauríveis.

A abordagem da maldição dos recursos naturais expressa de modo bastante contundente o caminho a que leva lógica formal comum aos modelos da economia dominante. Recursos naturais significam riqueza, países que têm esse recurso devem, portanto, ser ricos. A impossibilidade lógica entre riqueza e pobreza encontrarem-se unidos, leva a conclusão de que há algo muito fora de ordem. E a forma de expressar isso é recorrer a um termo metafísico como “maldição”.

Estudos econométricos demonstram, em alguns casos, que países ricos em recursos crescem mais lentamente ou têm um desempenho econômico pior do que aqueles que não possuem este recurso, esse aspecto é generalizado na proposição de que existe uma maldição dos recursos naturais. Daí que os estudos se voltam a identificar os países amaldiçoados. A causa de sua maldição é quase sempre atribuída à fraqueza de suas instituições, do mercado, sobretudo. A relação dos desafortunados com os países que escapam à maldição é estabelecida apenas por meio de comparações, de buscar encontrar naqueles que tiveram mais sorte a tábua de salvação dos malditos, regra geral, o que encontram é o mercado.

Ou seja, nos países ricos está o caminho para riqueza que não há nos países amaldiçoados. A lógica empregada nesse campo leva a esta conclusão. Assim, afasta a possibilidade que nos países ricos possa estar a explicação para pobreza, atribuída à maldição. Fazer isso implicaria enfrentar questões como o colonialismo, imperialismo, guerras de rapina, monopólio, trocas desiguais e uma série de outros problemas bastante terrenos.

No caso do modelo dos recursos naturais exauríveis, as simplificações e pressupostos descolam a análise da realidade de modo que o que resta não é a explicação do real, mas um rascunho do que o mundo deveria ser. É esperado que o preço do recurso aumente no tempo; igualdade de produto; ausência de custos de estoques; todos os depósitos são igualmente acessíveis; o ponto de partida é um proprietário privado que atua em um mercado em concorrência perfeita, com alocação dos recursos determinada pelas preferências dos agentes.

O modelo de Hotelling, tremendamente influente, tem como base os pressupostos neoclássicos e sua proposição persegue um preço de equilíbrio para o recurso natural, que será explicado pelas expectativas “Only when the expectation of future appreciation is sufficient to offset the interest rate will the oil market be in equilibrium”¹⁰ (Frankel, 2010, p. 6).

¹⁰ Somente quando a expectativa de valorização futura for suficiente para compensar a taxa de juros é que o mercado de petróleo estará em equilíbrio (tradução nossa).

Vale acrescentar outro aspecto. Em sua exposição para livro-texto Enríquez (2010), ao apontar as fragilidades do modelo, chama atenção que a impossibilidade de conhecer a demanda futura “conduz à adoção de hipótese simplificadora de que esta seja igual a demanda presente, mesmo desconhecendo-se totalmente os valores das gerações futuras” (Enriquez, 2010, p. 61). Quanto a isso cabe a observação de Martinez-Alier (1989 *apud* Serra, 2005) ao criticar a proposição de alocação ótima a partir das preferências dos agentes, dado que “se é possível demonstrar que pessoas ricas não se importam com pessoas pobres que estão vivas, por que acreditar que se preocupariam com pessoas que ainda não nasceram?” (Martinez-Alier, 1989, p. 159 *apud* Serra, 2005, p. 64). Estes argumentos contribuem para a conclusão de que o mercado é incapaz de promover alocação ótima de recursos não renováveis (Serra, 2005, p. 64). O autor aponta ainda outras restrições ao modelo:

em função da presença concreta na indústria mineral de fatores não assumidos (...) tais como: concorrência imperfeita; descoberta de novas reservas; custos variáveis; avanços tecnológicos; ambiente de incertezas macroeconômicas e aquelas atreladas ao peso da geopolítica na determinação do ritmo de exploração mineral. (Serra, 2005, p. 60).

A regra de Hartwick derivada das mesmas concepções, expressa uma ideia bastante legítima de justiça entre gerações, mas também bastante estilizada. Toma como medida de bem-estar ou de justiça a manutenção dos mesmos níveis de consumo per capita, que deverão ser mantidos com a inversão da renda dos recursos em capital reprodutível. Assim, Hartwick (1977, p. 974) afirma que: “(...) we have established, for general technologies, the rule: ‘the investment of current exhaustible resource returns in reproducible capital implies per capita consumption constant’”. No entanto, como o modelo se baseia em preferências e valor utilidade, não é possível saber quais serão as preferências da próxima geração. Um outro problema é que a alocação ótima ou consumo per capita constante não garantem sustentabilidade das condições ambientais¹¹.

Buscar países amaldiçoados pelos recursos que se encontram em seus territórios ou generalizar conclusões para esta indústria a partir de um modelo de equilíbrio estático, concorrência perfeita e produto homogêneo¹² não nos convence. Em nossa opinião, é justamente na falta de homogeneidade da economia capitalista que está a chave para entender a renda do petróleo. É o que veremos a seguir, abordando o tema desde o ponto de vista da Economia Política.

¹¹ Alguns autores da chamada Economia Ecológica têm feito esta e outras críticas ao modelo neoclássico dos recursos exauríveis. Ver, por exemplo, Andrade (2008, pp. 11-12).

¹² “The various units of the mineral are then to be thought of as being at any time all equally valuable, excepting for varying costs of placing them upon the market” (Hotelling, op. cit., p. 140)

Capítulo 2 – O Mundo como ele é: o monopólio sobre partes da terra como fundamento da renda

Da nossa parte, acreditamos que a categoria renda fundiária na maneira formulada por Marx, a partir da crítica à Economia Política, neste caso, particularmente à Ricardo, nos possibilita melhor compreensão da renda do petróleo na sociedade capitalista.

De partida trazemos uma longa citação de Marx (2007, p. 679, com grifo nosso):

O pré-requisito para o modo de produção capitalista é, portanto, o seguinte: os verdadeiros cultivadores do solo são assalariados, empregados por um capitalista, o arrendatário, que só se dedica à agricultura como campo de exploração específico do capital, como investimento de seu capital numa esfera particular da produção. Esse capitalista-arrendatário paga ao proprietário fundiário, ao proprietário da terra por ele explorada, em prazos determinados, digamos anualmente, uma soma em dinheiro fixada por contrato (exatamente do mesmo modo que o mutuário de capital monetário paga por ele juros determinados) em troca da permissão de aplicar seu capital nesse campo particular da produção. **Essa soma de dinheiro se chama renda fundiária, não importando se é paga por terra cultivável, terreno para construções, minas, pesqueiros, bosques etc.**

Considerando que a renda fundiária é, portanto, paga em função da propriedade, seja da terra, ou das minas, nesse caso podemos estender também às reservas de petróleo. Passamos, então, ao detalhamento da questão a partir de Paulani (2016), que sintetiza as considerações de Marx e Harvey sobre a renda e Fitzsimons (2019) que constrói seus argumentos também a partir de Marx e autores latino-americanos como Iñigo Carrera (2007), Asdrubal Baptista (2010), entre outros. Trataremos aqui da renda fundiária em suas diferentes formas: renda diferencial I e II, renda absoluta e renda de monopólio. Em seguida, abordaremos algumas especificidades da aplicação dessa categoria em relação ao petróleo.

O primeiro ponto a retomar da teoria de Marx é que o valor gerado na produção é constituído pelo trabalho necessário e pelo trabalho excedente. O trabalho necessário assume a forma de salário e é a parcela do valor necessária a reprodução da força de trabalho, o capital variável. O que ultrapassa esse valor, é trabalho excedente, mais-valia ou mais valor, que aparece como lucro, dado que os valores se convertem em preços de produção (Paulani, 2016, p. 515). Vale lembrar que os preços de produção correspondem aos custos de produção mais o lucro médio. É a concorrência de capitais entre diferentes ramos de produção que leva a formação da taxa média de lucro e a venda das mercadorias pelos preços de produção. A taxa média e os preços de produção são reguladores da distribuição de capital entre as diferentes esferas da produção (Rubin, 1987, p. 240).

No caso normal, implica que setorialmente o conjunto dos capitalistas está submetido ao tempo de trabalho socialmente necessário, do qual não conseguiram escapar, embora essa

seja sempre sua busca (Paulani, 2016). A coisa começa a mudar com a presença do lucro extra ou sobrelucro, em que o capitalista individual diminui o tempo necessário de sua mercadoria frente ao tempo de trabalho socialmente determinado naquele ramo. Considerando o preço de produção igual ao preço de mercado, o produtor cujo preço de produção é inferior ao preço de mercado, ou dito de outra forma, cuja produtividade é superior à média setorial, irá auferir lucro extra (Paulani, 2016, p. 516).

Considerando então que a mercadoria em questão é um produto agrícola ou da mineração¹³, há diferenças que não estão implicadas no processo de produção, mas nas condições de fertilidade da terra. Esta característica pode ser considerada para conjunto do setor primário, de acordo com Mommer (2010, p. 15):

La industria extractiva y la agricultura conforman lo que usualmente se conoce como el sector primario, que se caracteriza por la relación inmediata del trabajo humano con la naturaleza. De ello resulta que, tanto en la ubicación de la producción como en la productividad del trabajo, influyen de manera esencial las condiciones naturales; de ahí la dispersión geográfica de la producción y las variaciones del volumen de producción debidas a la naturaleza.¹⁴

Daí que nestes setores, “a produtividade maior de uma determinada terra faz com que seja embolsado como renda fundiária o excedente do preço regulador do trigo¹⁵ sobre o preço de produção dessa faixa” (Paulani, 2016, p. 516).

A diferença de produtividade é capturada pelos terratenentes. É a chamada renda diferencial. A faixa de terra mais produtiva produz não apenas o lucro normal, mas um sobrelucro derivado da diferença de produtividade. A diferença de preços aqui não é por avanços no processo produtivo, mas devida a um fator natural (Paulani, 2016, p. 517). Dito de outra maneira:

en las producciones primarias la productividad del trabajo no depende simplemente del desarrollo técnico, como ocurre en la industria en general, sino que en ella influyen, además, los condicionamientos naturales no (re)producibles por el trabajo. Las diferencias naturales entre las tierras determinan diferentes productividades del trabajo que se efectúa en ellas, y por consiguiente diferentes costos, sin que sea posible

¹³ Em nosso exame da renda fundiária, partiremos do pressuposto de que os produtos que pagam tal renda – nos quais parte do mais-valor e, por conseguinte, também parte do preço total, se resolvem em renda (para nosso propósito, bastará considerar os produtos agrícolas ou os produtos da mineração) –, ou seja, que os produtos do solo ou da mineração, como todas as demais mercadorias, são vendidos ao preço de produção). Marx, op. cit. p. 703

¹⁴ A indústria extrativa e a agricultura constituem o que normalmente se conhece como setor primário, caracterizado pela relação direta do trabalho humano com a natureza. Disso decorre que, tanto a localização da produção quanto a produtividade do trabalho são influenciadas essencialmente pelas condições naturais; daí a dispersão geográfica da produção e as variações no volume produzido em função da natureza (tradução nossa).

¹⁵ Para exposição lógica da renda diferencial, Paulani (2016), da mesma forma que Marx, utiliza a produção de trigo. Na terceira seção de seu artigo, a autora trata do rentismo como traço distintivo do capitalismo contemporâneo, sendo a indústria do petróleo um exemplo, particularmente implicado pela renda diferencial (Paulani, op. cit. 527).

eliminar esas diferencias por medio de una inversión rentable de capital. (Fizsimons, 2019, p.4)¹⁶

O rendimento apropriado em função de diferenças de fertilidade é a renda fundiária, que, diferente de lucro e salário, não está relacionada diretamente ao processo de produção, mas à propriedade privada da terra. Tendo isso em vista, Paulani (2016, p. 518) reitera que:

O que produz a renda fundiária na terra mais fértil não é a apropriação de uma força natural que torna mais produtiva a força de trabalho, mas a apropriação de uma força natural que não está à disposição de todo o capital investido na mesma esfera de produção.

O sobrelucro flui na forma de renda fundiária para aquele que monopoliza o recurso natural limitado que possibilita sua existência. A chave aqui é a capacidade de monopólio desse recurso natural. As diferenças de fertilidade são a base natural para a produtividade mais elevada, mas é a propriedade desta força natural que permite ao proprietário capturar o sobrelucro do fabricante (Paulani, 2016).

É preciso considerar ainda a renda diferencial de tipo II, também tratada por Marx, e que se apresenta de forma similar a renda diferencial de tipo I.

(...) en este caso las diferencias de productividad y costo que dan lugar a la plusganancia no surgen de la inversión de un mismo capital sobre diferentes tierras sino de las inversiones de sucesivas porciones de capital sobre una misma tierra. En ambos casos, por tanto, la renta proviene de diferencias en la capacidad de valorización del capital provocadas por la subordinación de la productividad del trabajo a condiciones naturales no controlables por el capital (Fitzsimons, 2019, p. 4).¹⁷

Um aspecto importante desta distinção é apontado por Paulani (2016). No caso da contínua aplicação de capital nas porções mais férteis, mesmo considerando rendimentos decrescentes, pode levar à queda do preço regulador, como consequência do uso de melhores solos, em detrimento dos piores. Assim, a parcela da renda diferencial II é compensada pela diminuição da renda diferencial de tipo I. Os dois tipos de renda portanto servem de limite um ao outro (Harvey 2006, p.237 *apud* Paulani, 2016, p. 520).

¹⁶ Na produção primária, a produtividade do trabalho não depende apenas do desenvolvimento técnico, como ocorre na indústria em geral, mas também é influenciada por condições naturais que não podem ser reproduzidas pelo trabalho. As diferenças naturais entre as terras determinam diferentes produtividades do trabalho realizado nelas e, consequentemente, diferentes custos, sem que seja possível eliminar essas diferenças por meio de investimentos lucrativos de capital (tradução nossa)

¹⁷ Nesse caso, as diferenças de produtividade e custo que dão origem ao lucro excedente não decorrem do investimento do mesmo capital em terras diferentes, mas sim dos investimentos de parcelas sucessivas de capital na mesma terra. Em ambos os casos, portanto, a renda surge das diferenças na capacidade de valorização do capital, causadas pela subordinação da produtividade do trabalho a condições naturais que o capital não controla (tradução nossa)

Vejamos então a renda absoluta. A existência dessa forma de renda confronta diretamente a tese de Ricardo, que a pior faixa de terra não paga renda. Paulini (2016), retomando Marx, explica que os proprietários das piores faixas, ao deterem o monopólio desse recurso, não os torna disponível ao capital, sem que o preço suba o suficiente para pagamentos de salários, lucro normal, mas também renda. A terra só será arrendada quando o proprietário for remunerado por isso. Essa renda é devida apenas em função da propriedade privada. Com isso, há um obstáculo à equiparação das taxas de lucro entre os setores, dado que a renda absoluta permite sobrelucros permanentes que se originam da diferença entre valores e preços de produção e não mais entre preço individual de produção e preço regulador da produção dentro da mesma esfera (Marx 1985, p. 225 *apud* Paulani, 2016, pp. 520 e 521). Assim, Paulani (2016, p. 522) assegura que:

(...)ao invés de o proprietário simplesmente se apossar de uma parcela do valor gerado que, de outra forma, seria apropriado pelo arrendatário capitalista como sobrelucro, ele impede que uma parcela do valor excedente produzido em sua terra seja oferecida ao processo de equiparação na distribuição da mais-valia gerada pelo capital global. Em função disso, reduz-se a massa de valor excedente que vai servir de base para a construção da taxa média de lucro, reduzindo-se, portanto, essa taxa em relação ao que ela poderia ser na ausência dessa captura (Paulani, 2016, 522).

Fitzsimons (2019, p. 5) põe a questão da seguinte maneira:

En concreto, su existencia depende de que el valor del producto primario sea mayor a su precio de producción, como resultado de una composición orgánica del capital menor a la media (...) la plusganancia resultante de esta diferencia entre valor y precio de producción normalmente desaparece como tal por efecto de la competencia entre los capitales, en el proceso de formación de la tasa normal de ganancia (Marx, 2000, p. 195-199). Pero en el caso de las producciones primarias, la existencia del monopolio terrateniente, al limitar la afluencia del capital hacia la rama, podría impedir la igualación de las tasas de ganancia.¹⁸

Nesse caso ainda estão imbricadas as condições técnicas de produção no setor primário, sendo a renda absoluta uma transformação de parte da mais-valia gerada aí em renda fundiária (Paulani, 2016).

A renda de monopólio se apresenta de forma distinta:

(...) la renta de simple monopolio, es independiente de las diferencias entre precios de producción y valores, en la medida en que ella brota de la ubicación del precio comercial simplemente por encima del que corresponde inmediatamente a las condiciones técnicas de producción en las peores tierras, debido a condiciones

¹⁸ Especificamente, sua existência depende de o valor do produto primário ser maior que seu preço de produção, em decorrência de uma composição orgânica de capital inferior à média (...) o lucro excedente resultante dessa diferença entre valor e preço de produção normalmente desaparece como tal, como efeito da concorrência entre capitais, no processo de formação da taxa normal de lucro (Marx, 2000, p. 195-199). Mas, no caso da produção primária, a existência do monopólio fundiário, ao limitar o influxo de capital no setor, poderia impedir a equalização das taxas de lucro (tradução nossa).

específicas del mercado de la mercancía primaria en cuestión (Marx, 2000b, p. 971; Iñigo Carrera, 2007, p. 13-14; Harvey, 1988, p. 179 *apud* Fitzsimons, 2019, pp. 5-6)¹⁹

Fitzsimons (2019) acrescenta ainda que, apesar das diferenças entre renda absoluta e renda de monopólio, podemos tratar ambas como *renda de monopólio absoluto* à medida que dependem do caráter limitado da terra como meio de produção não produzido. Assim, utilizando Iñigo Carrera, 2007 *apud* Fitzsimons, 2019, o autor destaca que:

esta renta [de simples monopólio] puede surgir en situaciones en las cuales la necesidad social por una mercancía primaria excede la producción posible por la limitación de las tierras disponibles. En otras palabras, la renta de simple monopolio puede surgir por una determinación puramente económica, a saber, por una producción menor a la necesidad social solvente (Iñigo Carrera, 2007, pp. 13-14 *apud* Fitzsimons, 2019, p. 6).²⁰

Sigamos com mais alguns aspectos apontados por Fitzsimons. Retomando Marx e Kautsky, o autor destaca que a renda absoluta e de monopólio, incluídas no preço comercial de cada unidade de produto, se expandem diferencialmente das terras marginais para as demais. Assim, as terras mais férteis recebem por área e investimento de capital mais renda de monopólio absoluto (renda absoluta e de simples monopólio) em função de produzir mais unidades do produto. Dessa forma, condições marginais que determinam a renda absoluta e de simples monopólio têm seus efeitos estendidos (Bartra, 1979, pp. 72-73; Kautsky, 1977, p. 90 *apud* Fitzsimons, 2019).

Nosso autor destaca ainda o efeito da renda da terra sobre o encarecimento da força de trabalho, visto que sua determinação depende da diferença entre os preços reguladores da produção e o preço individual de produção. Os preços das mercadorias primárias incluem, então, um ‘valor social falso’, que torna mais cara a força de trabalho, visto que os trabalhadores consomem direta ou indiretamente essas mercadorias. Assim, o conjunto do capital paga a renda da terra com uma parte da mais-valia produzida pelos trabalhadores em geral (Marx, 2000b, p. 848-849 *apud* Fitzsimons, 2019, p. 7).

É importante dizer que há diferentes interpretações e desdobramentos a partir da renda fundiária entre os autores marxistas. No escopo dessa pesquisa, não teremos espaço para ir mais a fundo. Nos cabe apresentar as categorias fundamentais e demarcar a existência desta forma alternativa de olhar para renda da terra e para renda do petróleo.

¹⁹ A renda de simples monopólio é independente das diferenças entre preços de produção e valores, na medida em que ela surge da colocação do preço comercial simplesmente acima daquele que corresponde diretamente às condições técnicas de produção nas terras de pior qualidade, devido a condições específicas do mercado da mercadoria primária em questão (tradução nossa).

²⁰ Essa renda [de simples monopólio] pode surgir em situações em que a necessidade social de uma mercadoria primária excede a produção possível devido à limitação de terra disponível. Em outras palavras, a renda de simples monopólio pode surgir por uma determinação puramente econômica, ou seja, por uma produção abaixo da necessidade social solvente (tradução nossa).

O caráter finito do petróleo implica em diferenças em relação à exploração da terra para produção agrícola. Mesmo não havendo diferença na forma de determinação do preço de produção em cada faixa explorada, pode influenciar no preço de mercado (Silva, 1989, pp. 146-147 *apud* Fitzsimons, 2019, p. 8). As reservas petrolíferas podem ser tomadas como uma bolsa de riqueza social de magnitude dada que os proprietários podem fazer fluir no tempo até exauri-la (Iñigo Carrera, 2015, p. 215 *apud* Fitzsimons, 2019, p. 8)²¹.

A produção em faixas mais produtivas pode ser restringida, influenciando na determinação da faixa marginal. O horizonte de esgotamento do petróleo no tempo em relação às necessidades sociais amplia o poder da propriedade da terra e a busca pelo aumento da renda de simples monopólio. Assim, a magnitude da renda será particularmente influenciada pelo exercício do monopólio, mas não se desvincula da renda diferencial (Fitzsimons, 2019, p. 9).

A situação é ilustrada pelo autor pela atuação do cartel das sete irmãs, que na primeira metade do século 20 conseguiu evitar a queda dos preços do petróleo por meio de acordos de cotas de produção com a Irak Petroleum Company e um sistema de preço mundial a partir dos preços do Golfo do México, campos menos produtivos. Somado a isso, as empresas detinham concessões no Oriente Médio e na Venezuela. Assim, o poder das multinacionais em regular os preços e segurar sua queda “provenía de su control sobre el acceso a las mejores tierras petroleras mundiales, lograda a través de las concesiones” (Fitzsimons, 2019, p. 15).

Em recente trabalho, Sauer (2024) discute a hegemonia do petróleo como fonte de energia e os desafios para transição energética, retomando também a categoria renda da terra como chave para entender a renda do petróleo. Em síntese, após retomar a discussão da categoria renda fundiária a partir de Marx, Alvarez (1988; 2000), Bina (1989, 1992), Harvey (1982), Massarrat (1980, 2001, 2006), Mommer (1988, 2003), Paulani (2012), Pistonesi (1993) e Sauer (1981, 2011), o autor estabelece a seguinte relação (quadro 1) entre às referidas categorias e sua aplicação ao caso do petróleo.

²¹ Aqui vale retomar diretamente Marx. A bolsa de riqueza social a que Carrera se refere é um meio de produção não produzido, portanto, não tem valor. Assim, não pode ter preço. Mas a riqueza social, no capitalismo, só pode se expressar e se realizar por meio do dinheiro. O que permite expressar isso em dinheiro é justamente o processo de capitalização da renda. “A propriedade da terra capacita o proprietário a apoderar-se da diferença entre o lucro individual e o lucro médio; o lucro assim embolsado, que se renova anualmente, pode ser capitalizado e aparece, então, como preço da própria força natural” (Marx, op. cit. p. 709).

Quadro 1 - Categorias da teoria da renda adaptadas ao caso do petróleo

Renda Diferencial 1

Vinculada à qualidade da substância, como seu teor de enxofre e densidade (grau API). Teor de enxofre mais baixo permite a produção de derivados com menores custos. Menor densidade ou maior grau API permite a produção de derivados leves (como gasolina e diesel), de maior procura e maior valor no mercado, a custos mais baixos. Aparece como spread, ou diferença entre os preços de referência de petróleos leves como Brent ou WTI, e os mais pesados, que geram spread da ordem de até 10 dólares por barril.

Renda Diferencial 2

Vinculada à alocação de capital em processos que permitem o uso de recursos de qualidade reduzida, como os que viabilizam o transporte e comercialização do petróleo extrapesado, pastoso; processos para aumentar o fator de recuperação em campos de petróleo (EOR — enhanced oil recovery) mediante aplicação de capital; investimentos em tecnologias de refino que permitem a produção de derivados de alta qualidade a partir de petróleos pesados, mediante hidrocraqueamento e coqueificação.

Renda Absoluta

Pagamentos exigidos pelo proprietário dos campos de petróleo para ter acesso ao petróleo já descoberto ou realizar pesquisa e exploração nas bacias sedimentares com potencial petrolífero.

Renda de monopólio

O preço de venda não é determinado pelo preço de produção, mas pela disposição (necessidade) dos compradores. No caso do petróleo, quem controla o suprimento da última porção de petróleo requerido para atender à necessidade de combustíveis líquidos em escala mundial pode exigir que os compradores paguem um preço equivalente ao de suprimento alternativo. Esse é o caso da Opec+, que, operando como oligopólio, supre cerca de 40% da demanda mundial de petróleo. Sem essa parcela, a demanda não seria atendida, pois todos os demais países, exceto Canadá, Noruega e Brasil, são importadores.

Adaptado de Sauer (2024), p. 22-23.

O autor considera ainda que acumulação capitalista, baseada na apropriação da mais-valia, se vale fortemente da apropriação das rendas absoluta e de monopólio passíveis de ser capturadas em razão dos regimes de propriedade e de regulação de acessos aos recursos. De acordo com o autor, a dinâmica da indústria de petróleo é movida pela disputa desse excedente. Levando em conta os dados disponíveis Sauer (2024, p.24) apresenta algumas aproximações para o tamanho do excedente a que se refere.

Considerando os preços de produção (recuperação de capital constante e variável + lucro médio): US\$ 2/barril em terra (Arábia Saudita); US\$ 8/barril em águas ultra profundas (Brasil); US\$ 20/barril shale (EUA) e o preço de venda alvo da OPEP+ de US\$ 80/barril, Sauer (op. cit) estima a renda do petróleo entre US\$60 e US\$ 78 para petróleo leve. Considerando o preço de produção de US\$10 a nível global e os 36,5 bi de barris, a renda anual alcança a cifra de US\$ 2,5 trilhão. Conforme Sauer (2024, p. 24), “esse excedente econômico é partilhado entre os atores envolvidos na sua disputa: governos (royalties, participações especiais, impostos, contribuições e assemelhados) e empresas (lucros, dividendos)”.

Seguindo o mesmo critério, para o caso do Brasil a renda do petróleo anual, considerando a diferença entre preços de produção e preço de mercado, ficaria em torno dos US\$ 80 bi/ano. Essa renda é distribuída sob forma de royalties e participações especiais no regime de concessão, fração do óleo lucro, no regime de partilha, imposto de renda e contribuição social e sob a forma de lucros, apropriados como reserva de capital ou distribuídos como dividendos para os acionistas das empresas (Sauer, 2024, p. 25). Voltaremos de forma mais detida à distribuição de royalties no Brasil adiante neste trabalho.

Importa ter em conta que o desenvolvimento da categoria renda da terra e sua aplicação ou adaptação à renda do petróleo preserva seu vigor explicativo, sobretudo porque procura responder ao movimento real das relações sociais de produção. Como vimos, o centro da questão é a propriedade fundiária, que podemos estender como a propriedade das reservas de petróleo. Desta forma, ainda de acordo com Sauer (2024, p.26):

O acesso ao recurso natural, às jazidas de petróleo, com as atividades de exploração e produção (upstream) enseja a presença de todas as categorias de renda: diferencial 1 e 2, absoluta e de monopólio, dependendo da estrutura jurídica e de propriedade. Pela dimensão econômica, as rendas absoluta e de monopólio têm estado no centro das disputas geopolíticas e no âmbito das disputas das estruturas jurídicas de regulação, do controle do acesso aos recursos e repartição do excedente econômico, dos regimes de concessão ou partilha, prestação de serviços ou operação por monopólio estatal. O caso do petróleo apresenta simultaneamente elementos associados à renda absoluta e à renda de monopólio. A renda absoluta depende da natureza do regime jurídico de propriedade e de acesso à sua produção. A renda de monopólio está vinculada às

características especiais do combustível, em comparação com todas as demais alternativas (...).

Neste ponto podemos retornar uma vez mais às abordagens teóricas que vimos na primeira seção deste trabalho. Particularmente, os modelos neoclássicos dos recursos naturais²², que ignoram a intervenção da propriedade fundiária como aspecto determinante da renda do petróleo. Em oposição a esta abordagem, concordamos, com Bina (1989, p. 108), que põe a questão da seguinte maneira:

If the role of economic theory is to explain the nature and characteristic of economic and social institutions, one can only hope to grasp them in their complexity by uncovering their inner most fundamental relation rather than through the superimposition of ideal-types. Likewise, the treatment of rent independently of the effects of landed property misses the very essence of rent in capitalism by misplacing its cause. This is especially critical in the literature associated with energy and oil economics, since the majority of the authors in the modern literature use the attributes of scarcity or exhaustibility as the primary source of rent.²³

Muitas outras considerações poderiam ser feitas ainda sobre as diferentes teorias da renda²⁴. Dentro do escopo deste trabalho, porém, o que expomos até aqui é suficiente para nos pôr ao lado daqueles que se apoiam na crítica da economia política como instrumental adequado para compreensão desse fenômeno. É neste mesmo referencial que nós apoiamos ao abordar a evolução da indústria mundial de petróleo na próxima seção.

²³ Se o papel da teoria econômica é explicar a natureza e as características das instituições econômicas e sociais, só se pode esperar compreendê-las em sua complexidade, revelando sua relação mais fundamental e íntima, em vez de superpor tipos ideais. Da mesma forma, o tratamento da renda independentemente dos efeitos da propriedade fundiária ignora a própria essência da renda no capitalismo, ao deslocar sua causa. Isso é especialmente crítico na literatura associada à economia da energia e do petróleo, uma vez que a maioria dos autores da literatura moderna utiliza os atributos de escassez ou esgotabilidade como a principal fonte da renda (tradução nossa).

²⁴ Os debates em torno das diferentes teorias da renda são amplos e ao longo dos séculos se desenvolveu no interior das correntes do pensamento econômico e entre elas. Esse debate foi tratado por Fine (1982), que chama atenção para incompatibilidade - sobretudo a partir de Marshal e seu tratamento de equilíbrio parcial -, das teorias neoclássicas da renda, com a teoria do equilíbrio geral.

SEÇÃO II - Caracterização da indústria mundial de petróleo

Estabelecidos os marcos teóricos da interpretação sobre a renda do petróleo na seção anterior, dedicamos esta seção à caracterização da indústria do petróleo.²⁵ No capítulo 3, buscamos traçar a evolução histórica da indústria, com ênfase na transição entre o domínio do cartel das sete irmãs e a internacionalização da indústria, marcada pelas nacionalizações e formação da OPEP. Também aí apresentamos os principais dados no que diz respeito à distribuição global das reservas, produção, consumo, fluxos de óleo cru e derivados, buscando destacar a posição do Brasil no contexto mundial. O capítulo 4 reúne informações acerca das empresas que lideram exploração e produção de petróleo e gás no mundo, com especial atenção as Companhias Nacionais de Petróleo – NOC, na sigla em inglês. O capítulo 5 aborda os regimes fiscais de produção. Tratamos dos principais tipos de contrato, reunindo um conjunto de informações que nos permite comparar os regimes e o tamanho da participação governamental em diferentes países.

Capítulo 3 – Evolução histórica, reservas globais, produtores e consumidores

Para tratar do petróleo em nível global é preciso começar tomando a indústria do petróleo estadunidense mais de perto. Ali nasceu essa indústria e trata-se de um grande produtor e o maior consumidor de petróleo do mundo. Além disso, é tomado como caso paradigmático, em decorrência de serem considerados campos marginais. É também o caso em que se registra a propriedade privada dos depósitos petrolíferos, a partir da compreensão de que a superfície e o subsolo são um todo indivisível, cabendo ao proprietário da superfície o direito sobre o que há embaixo dela. Este direito se realiza desde que o petróleo saia da terra por meio de um poço dentro da propriedade, mesmo que petróleo tenha sido drenado de terras vizinhas. É a chamada regra da captura, determinante na expansão da exploração naquele país. Nos demais países produtores, a propriedade do subsolo é estatal nacional (Baptista, 2010; Mommer, 2010; EPE, 2021).

Como dito, prevaleceu nos Estados Unidos da América (EUA) a propriedade privada. De acordo com Mommer (2010), em 1890 a estimativa era de que 80% das áreas com produção de petróleo eram arrendadas. Após a Primeira Guerra, as terras públicas já haviam minguado.

²⁵ Importante destacar que o estudo apresentado nesta seção trata do setor de exploração e produção. Abordamos, portanto, do que convencionou-se chamar de *upstream*. Embora a renda do petróleo tenha repercussão nos setores de estocagem, transporte (*midstream*), refino e distribuição (*dawnstream*), o tratamento em detalhe destes setores está fora do escopo do presente trabalho. De mesmo modo, não abordamos a indústria para-pretroleira, que inclui fornecedores, prestadores de serviços, empresas de engenharia, consultoria, construção, montagem etc.

Por meio de lei, em 1920, as condições das terras federais foram equiparadas às privadas. O acesso aos reservatórios de petróleo é então por meio de arrendamentos (Mommer, 2010, 26).

Os contratos eram firmados antes do início da exploração. Visto que, mesmo sem certeza de sucesso, os direitos de explorar o recurso, caso encontrado, precisam estar garantidos. O contrato autoriza a exploração que se converte em arrendamento se houver petróleo. Já aí o proprietário consegue receber alguma renda, ainda que pequena. Mas a forma mais comum de pagamento de renda é por meio dos royalties estabelecidos nos contratos de arrendamento. Usualmente $\frac{1}{8}$, pagos em dinheiro ou espécie. O autor relaciona esse $\frac{1}{8}$ à renda absoluta, visto que o preço do petróleo na boca do poço aumenta em $\frac{1}{7}$, já que com a venda de sete barris deverá ser coberto também o preço de produção do oitavo (Mommer, 2010, pp. 27-28).

A captura, pelo proprietário, de lucros extraordinários pode se dar por prêmios, no momento da assinatura do contrato, para o volume de produção, no momento da descoberta do petróleo etc. A tentativa de aumento no pagamento de royalties é o que enfrenta maior resistência dos arrendatários, que, com sucesso, puderam manter o patamar de 12,5%, com casos excepcionais chegando até 50%. O autor relaciona os pagamentos extras previstos nos contratos, por volume de produção, por exemplo, à renda diferencial I. No entanto, não há garantia de que o proprietário conseguirá incluí-los no contrato, visto que o arrendatário se esforçará ao máximo para mantê-lo na ignorância. Talvez ele consiga no momento da renovação do contrato, o que lhe permite também capturar lucros extras das sucessivas inversões de capital na terra, relacionadas pelo autor com a renda diferencial de tipo II. Por isso, a batalha dos capitalistas por longos arrendamentos. Desde 1880, a lei autoriza a retirada de todo maquinário, melhorias, incluindo tubos, o que é feito antes do fim do contrato. Com isso, a renovação dos contratos perde importância para proprietários e os arrendamentos são estendidos (Mommer, 2010).

A concorrência leva à corrida por arrendamentos em áreas onde há pesquisa exploratória. Contratos sempre nas melhores condições para os arrendatários são assinados. Poderiam conseguir melhores condições aqueles que não têm, ainda, contratos de arrendamento quando a exploração é iniciada em terras próximas. Caso a campanha encontre petróleo, o proprietário da terra ao lado pode se valer da concorrência entre as companhias para negociar melhores condições. Houve grande número de longos arrendamentos, que pagavam uma renda superficial mínima, em terras que não eram exploradas. Até que se estabeleceu um prazo para efetiva exploração da terra arrendada entre 10 e 15 anos. Mesmo assim, as petroleiras mantinham arrendadas muito mais terra do que aquelas incluídas na produção. Com isso, foi possível segurar a expansão da produção (Mommer, 2010).

No caso das terras indígenas, estatais e federais, em 1920, a lei limitou a extensão do arrendamento. A exploração é autorizada por cinco anos, havendo sucesso se converte em um arrendamento de 25 por cento da área com pagamentos de royalties de 5%. O resto da área é leiloadada para companhias com royalties entre 12,5% e 25%, e o critério para arremate era o tamanho dos prêmios oferecidos. Um novo modelo foi inserido nas terras públicas em 1935. Terras ainda não comprovadas como petrolíferas, o arrendamento era feito mediante solicitação e pagamento de renda superficial de 1,22 dólares por hectare/ano, sendo aumentada para 2,44 dólares em caso de descoberta. Essa renda poderia ser compensada com os royalties de um oitavo. No caso das áreas identificadas como petrolíferas, são feitos leilões onde os prêmios oferecidos são decisivos. Os royalties variavam entre $1/8$ e $1/3$, a produção em terras públicas, porém, sempre foi minoritária (Mommer, 2010).

O estabelecimento do royalty de $1/8$ responde às condições específicas da produção nos EUA. Particularmente no final do século XIX, na Pensilvânia. Naquele momento, estimava-se que 25% ($1/4$) do preço comercial do petróleo era lucro, $1/8$ é a metade disso, pretendendo-se, portanto, uma relação *Fifty-Fifty* entre proprietário e arrendatário. Mesmo com a expansão da produção, que nos EUA aconteceu de campos menos produtivos para mais produtivos, as petroleiras conseguiram estender o compromisso alcançado nas condições da Pensilvânia para o conjunto do país, mantendo como referência o royalty de $1/8$ (Mommer, 2010).

Nos EUA, a livre concorrência entre as companhias levou a uma rápida expansão da produção, com muitos poços, inclusive com perda de eficiência. A cada nova descoberta, a produção explodia, atingia rapidamente seu máximo, caía drasticamente e estabilizava. As companhias competiam na venda de petróleo e na compra de meios de transporte, para escoamento da produção (Mommer, 2010).

O grande número de produtores impedia a realização de acordo para controlar a produção. A limitação da oferta de meios de transporte se tornou um problema, até o surgimento dos gasodutos. Mommer (2010) argumenta que é a partir do transporte e do processamento que se dá o processo de monopolização da indústria do petróleo nos EUA. A principal companhia era a Standard Oil, que já em 1880 respondia por quase 80% do refino do país, controlava os oleodutos de igual maneira, mas representava apenas 0,3% da produção no mesmo período. O controle do refino e a capacidade de fixar o preço de compra do óleo cru levaram o governo a dissolver o Standard Oil Trust em 33 companhias. As empresas daí desmembradas mantiveram, porém, posições monopolistas, especialmente em transporte e refino, além de ampliar seu papel na produção, que seguia menos concentrada. Têm destaque a Standard Oil of New Jersey (SONJ), Standard Oil of New York (Socony Mobil) e Standard Oil Co. of California (Socal) e

Texas Company (Mommer, 2010, pp. 50-51). As *majors* ExxonMobil, Texaco e Chevron têm origem nestas empresas.

Novas descobertas em Oklahoma e Texas, no final dos anos 1920, junto à grande crise, derrubaram os preços mais uma vez. As companhias buscaram solução no controle estatal da produção. Além disso, neste momento após a Primeira Guerra, empresas estadunidenses, junto de companhias europeias, passaram a conseguir concessões para exploração de petróleo em outros países, em condições mais favoráveis à monopolização do que as registradas internamente. É desse movimento que, em 1928, surge o Cartel Internacional do Petróleo²⁶ (Mommer, 2010).

(...) o essencial do documento era o acordo quanto ao ‘Como Está’: cada empresa recebia uma cota em vários mercados – uma participação percentual no total das vendas, baseada em sua quota de 1928. uma empresa só podia aumentar seu volume à medida que crescesse a demanda total, mas manteria sempre a quota percentual (...) baixar custos concordando em partilhar instalações e em ser cautelosas na construção de novas refinarias e outras instalações (...) os mercados seriam supridos pela fonte mais próxima geograficamente. isso resultaria em lucro extra, visto que o preço de venda continuaria a se basear na fórmula tradicional – o preço da american gulf coast mais a taxa vigente do frete da costa até o mercado (...). (Yergin, 1992, p.262)

O acordo das sete irmãs afastava a guerra de preços entre as petroleiras multinacionais e a colaboração do Cartel com o Governo Federal Americano ajudava a manter baixas as importações. A criação da Interstate Oil Compact Commission (IOCC) em 1935 foi também um mecanismo encontrado para atender a necessidade de manter o nível de preços. O sistema funcionava por meio da projeção da demanda nacional e importações, feita pelo Governo Federal. A IOCC se encarregava de dividir a demanda entre os estados produtores. Os estados faziam suas estimativas de demanda interna e estoque. Daí, o órgão estadual de controle fazia a distribuição da demanda por poço. Com isso, foi possível manter a estabilidade de preços. No entanto, todo o arranjo foi feito com a argumentação de melhor aproveitamento e conservação de petróleo contra desperdícios e não em torno dos preços. Os cortes na produção eram feitos nos poços mais produtivos, os poços marginais não sofriam regulação (Mommer, 2010).

O esforço de monopolização por meio do controle estadual sofreu resistências por parte de arrendatários, contudo o que forçou a sua mudança foi a queda do preço internacional, diminuição da participação dos EUA na produção global de petróleo nos anos 1960²⁷ e o

²⁶ Estabeleceram o acordo: Standard Oil de Nova Jersey, Royal Dutch Shell e Anglo-Persian Oil Company. Posteriormente, outras quatro grandes empresas se juntaram: Standard Oil da Califórnia, Standard Oil de Nova York, Gulf Oil e Texaco.

²⁷ Atualmente os EUA voltaram a figurar como maior produtor de petróleo do mundo, a partir dos reservatórios não convencionais. Os regimes de concessão para exploração e pagamento de royalties não tiveram grandes alterações. Em 2024 os royalties para exploração em terras federais aumentaram. Foi o primeiro aumento em 100

enfraquecimento do Cartel das Sete Irmãs. O país respondeu a isso com medidas de proteção à importação, até a derrubada das barreiras por Nixon, dez anos depois. (Mommer, 2010).

De acordo com Sauer e Rodrigues (2016, p. 190) este processo foi marcado centralmente pela:

“descolonização e independência de países da África e da Ásia (...) o que desencadeou também o sentimento nacionalista (...) muitos países detentores de recursos petrolíferos passaram a reivindicar e buscar maior participação na riqueza gerada pela produção e uso do petróleo. Nesse contexto, em 1960 é criada a organização dos países exportadores de petróleo (OPEP) e são reforçados os processos de nacionalização dos recursos e a criação de empresas nacionais de petróleo.

Assim a configuração da indústria do petróleo que analisamos hoje:

comporta companhias, ditas “internacionais” ou “independentes” (IOC – International Oil Companies), de capital privado e cotadas em bolsa, e empresas com controle pelos Estados Nacionais, de capital total ou majoritariamente público, ditas “nacionais” (NOC – National Oil Companies). As NOC produzem cerca de 75% do petróleo global e detêm cerca 90% das reservas provadas. Arábia Saudita, Argélia, Angola, Emirados Árabes, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Venezuela são países membros da Opep, cuja indústria petrolífera está a cargo de NOC, sendo as operações conduzidas exclusivamente pelas mesmas ou em associação com outras companhias. Fora da Opep, Statoil na Noruega, Petrobras no Brasil, Gazprom e Rosneft na Rússia, Sinopec, CNPC e CNOOC na China, ONGC na Índia, Petronas na Malásia, são NOC (Sauer, Rodrigues, 2016, p. 190)

Bina (1989), apoiado também na teoria de Marx da renda da terra, explica que esse processo, descrito por Sauer e Rodrigues (2016), está implicado por um conjunto de transformações que respondem a três determinantes: a) internacionalização da indústria do petróleo e unificação de todas as regiões produtoras no início dos anos 1970; b) o reconhecimento dos direitos de propriedade, sejam estes baseados na ‘regra de captura’ ou na propriedade estatal, que dão base ao pagamentos de royalties e renda do petróleo; c) o aumento do investimento de capital em regiões menos produtivas como nos EUA, que junto com as condições anteriores elevam o patamar dos preços de produção. Segundo Bina (1985, Chs. 6 and 9 *apud* Bina, 1989, p. 103-106): “This transformation was manifested in the formation of market prices based on the least productive region and in the formation of differential oil Rents according to the existing differential productivity of the competing oil regions”.²⁸

Dessa forma, para o autor, os choques do petróleo (1973 e 1979), para além dos fatores políticos subjacentes, respondem ao incremento da competição entre as regiões produtoras,

anos. De 12,5% (1/8) passou para 16,67%, de mesmo modo subiram os lances mínimos nos leilões (EPE, 2021; Um só planeta, 2024)

²⁸ Essa transformação se manifestou na formação de preços de mercados baseados na região menos produtiva e na formação de rendas diferenciais do petróleo de acordo com a produtividade diferencial existente nas regiões petrolíferas concorrentes (tradução nossa).

resultando em preços de mercado que acompanhavam os altos custos de produção dos campos de produção em declínio nos Estados Unidos, mais que as decisões aparentemente arbitrárias da OPEP (Bina, 1989, p. 104).

Bina (1989) divide a história do petróleo das regiões produtoras pioneiras fora dos EUA como o Oriente Médio, Venezuela e México em três períodos: 1) primeiras concessões de petróleo (1901-1950); 2) era da transição (1950-1970) e 3) era da internacionalização da produção, com a integração das regiões produtoras na estrutura global do petróleo. No caso estadunidense são quatro períodos: 1) a era dos cartéis e trustes (1870-1910); 2) o período da nova cartelização regulamentada; 3) era da transição ou competição rudimentar (1950-1972) e 4) era da descartelização e globalização competitiva a partir dos anos 1970 (BINA, 1989, p. 104; BINA, 2017, p. 75). No caso dos EUA, vimos em Mommer (2010) a descrição destas etapas.

Para as demais regiões, o primeiro período (1901-1950) corresponde a acordos de concessão coloniais em que as companhias internacionais estabeleciam arrendamentos de longa duração e grandes extensões. Os contratos previam o pagamento de royalties, em sua maioria estipulados em base a pagamentos fixos em dinheiro, desvinculados dos preços de mercado do petróleo (Bina, 1989, p. 105).

In sum, the early development of oil in the Middle East and elsewhere saw a *direct* political domination by the international oil companies, in conjunction with moderate financial terms, a static (fixed) mechanism of royalty payment, and the lack of any relationship between the magnitude of oil prices and the amount of royalties (Bina, 1989, p. 105)²⁹

A segunda etapa chamada de transição ou de competição inicial, de acordo com Bina (1989), corresponde ao período de expansão do capitalismo no após segunda guerra. Com o crescimento da indústria do petróleo no oriente médio, necessário ao fornecimento de petróleo barato em favor do plano Marshall, as relações sociais capitalistas se expandem aprofundando as contradições. O aumento da produção nestas regiões e a mudança do centro de gravidade das reservas comprovadas para lá, levam países produtores a exigir a revisão dos termos de concessão (Bina, 1989, p. 105). Bina (1989, p. 106) ainda argumenta que: “This era (1950-

²⁹ Em suma, o desenvolvimento inicial do petróleo no Oriente Médio e em outras regiões foi marcado por uma dominação política direta das companhias petrolíferas internacionais, combinada com termos financeiros moderados, um mecanismo estático (fixo) de pagamento de royalties e a ausência de qualquer relação entre a magnitude dos preços do petróleo e o montante dos royalties (tradução nossa).

1970), that also saw the formation of OPEC, started with the abolition of the oil concessionary agreements and the establishment and spread of the regime of fifty/fifty profit-sharing”.³⁰

Esta transição foi marcada pela coexistência de instituições cartelizadas, em favor do Cartel Internacional do Petróleo (CIP) e o espalhamento de relações de mercado em direção a uma precificação competitiva a nível global. Os preços, contudo, seguiam respondendo aos interesses das companhias internacionais concessionárias, que fixam o preço base para cálculos dos pagamentos aos países exportadores (Bina, 1989).

De acordo com Bina (2017), três movimentos principais enfraqueceram o caráter cartelizado da indústria, abrindo caminho para unificação do setor globalmente: 1) mudanças socioeconômicas no Oriente Médio, América Latina e África³¹ e da relação da OPEC com o CIP; 2) a entrada de empresas ‘independentes’³² no mercado que começava a se desenvolver; 3) o aumento do custo de exploração e desenvolvimento dos campos nos 48 estados contíguos do EUA³³, em decorrência da fragmentação dos arrendamentos e do investimento do CIP em campos em declínio naquele país (Bina, 2017, pp. 80-81).

Ainda de acordo com Bina (2017), o que marca a atual etapa da indústria do petróleo é que o preço é resultado da competição entre as regiões produtoras de todo mundo. Essas regiões competem entre si e têm diferenças de qualidade, produtividade e estrutura de custos. O capital regulador atua na região menos produtiva, neste caso os Estados Unidos, obtendo aí uma taxa de lucro competitiva. As regiões mais produtivas capturam a diferença entre seu custo individual e o custo de produção na região menos produtiva como renda diferencial do petróleo. O tamanho da fatia é ponderado pelas diferenças de produtividade entre todas as regiões.

In this manner, lowcost oil regions, in addition to a competitive profit rate, obtain additional profits commensurate with their own differential cost advantage. This excess profit (*i.e.* differential oil rent) has nothing to do with “profit of enterprise,” but constitutes rent. And in a competitive system, such “excess profits” belong to the owner of oil in place. Hence, from the standpoint of the political economy of

³⁰ Essa era (1950–1970), que também testemunhou a formação da OPEP, começou com a abolição dos acordos concessionários de petróleo e com o estabelecimento e a disseminação do regime de partilha de lucros 50/50 (tradução nossa).

³¹ Podemos ilustrar esse período com os processos de nacionalização do petróleo em diferentes países: Irã (1951 e 1979), Brasil (1953), Iraque (1961 e 1972), Egito (1962), Burma (1962), Argentina (1962), Indonésia (1963), Peru (1968), Líbia (1971), Kuwait (1976), Arábia Saudita (1976), Venezuela 1976 (Laier, 2018; Bina, 2017)

³² Bina (2017) menciona Ashland Oil, Atlantic-Richfield, Occidental Petroleum, Amerada Hess, Marathon Oil, Continental Oil, City Service, Sun Oil, Union Oil, Philips Petroleum and Getty Oil.

³³ Exclui-se Alasca e Haváí

petroleum, excess profits which turn into differential oil rents are *not* price-determining but price-determined (Bina, 2017, pp. 81-82).³⁴

No que diz respeito às rendas do petróleo, a dinâmica descrita se aplica ao conjunto dos produtores sejam OPEP ou não OPEP e, por esta razão, os preços da OPEP não são indiferentes ao impacto dos preços *spot* e futuro no mercado global de petróleo. Assim, a indústria do petróleo atual é marcada por seu caráter globalizado com integração das regiões produtoras à economia global; pela importância fundamental a estrutura de custo de produção do petróleo estadunidense na valorização e magnitude do valor em todo mundo; pela competição global entre as regiões produtoras; pelo deslocamento dos acordos cartelizados e preços arbitrados pelo CIP por forças incertas e instáveis de mercado; pela restauração da OPEP como uma agência de coletores de renda, sem controle da magnitude da renda do petróleo (Bina, 2017). Desta forma, ao abordarmos o cenário atual da indústria de petróleo no Brasil e no mundo, consideramos estas características.

Sauer (2024) nos dá uma ideia da atual configuração do mercado mundial de petróleo. De acordo com o autor, nos anos 1960, quando da fundação da OPEP, 85% das reservas de petróleo estavam sob controle das companhias internacionais de petróleo (IOC); 14% pertenciam à então União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS) e 1% estavam sob controle das empresas nacionais de petróleo (NOC). Já em 2010 a situação era outra. As Empresas Internacionais de Petróleo - International Oil Company, em inglês - (IOCs) controlavam 6%, a Rússia 6% e as NOCs integrantes da OPEP, 88%. Ainda de acordo com Sauer (2024), considerando as reservas provadas a nível global, em 2020, 80% estavam sob controle da OPEP³⁵ (Sauer, 2024, p. 32).

Vamos dar uma olhada em como estão distribuídas as principais reservas globais³⁶ de petróleo, bem como o nível de produção em cada país na **tabela 1**. Os dados são retirados do Anuário Estatístico 2024 da ANP, ano base 2023, que utiliza as informações do Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2024). O objetivo desta sessão é localizar as principais regiões produtoras e consumidoras, sem perder de vista, no entanto, o contexto mais

³⁴ Dessa forma, as regiões petrolíferas de baixo custo, além de uma taxa de lucro competitiva, obtêm lucros adicionais proporcionais à sua própria vantagem de custo diferencial. Esse lucro excedente (isto é, a renda diferencial do petróleo) não tem relação com o “lucro empresarial”, mas constitui renda. E, em um sistema competitivo, tais “lucros excedentes” pertencem ao proprietário do petróleo *in situ*. Assim, do ponto de vista da economia política do petróleo, os lucros excedentes que se transformam em rendas diferenciais do petróleo não determinam o preço, mas são determinados por ele (tradução nossa).

³⁵ Fundada em 2016, é uma aliança de países produtores de petróleo que inclui os membros da OPEP (Argélia, Angola, Congo, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela) mais Rússia, México, Cazaquistão, Omã, Azerbaijão, Bahrein, Brunei, Malásia, Sudão do Sul e Sudão

³⁶ Reservas provadas (P1): razoável certeza de recuperação comercial. Os modelos usuais consideram probabilidade mínima de 90%. (ANP, 2024)

geral, conforme visto em Bina (1989;2017), Sauer (2024) e demais autores tratados nas sessões anteriores.

Tabela 1 - Distribuição das reservas provadas de petróleo no mundo (2023)

BLOCO	REGIÃO GEOGRÁFICA	PAÍS	Reservas Provadas - Bilhões de barris	Participação (%) Reservas Provadas
NÃO OPEP	África	Chade	1,489	0,08%
		Egito	3,015	0,17%
		Gana	0,657	0,04%
		Outros	1,685	0,09%
		Serra Leoa	0,438	0,02%
		Sudão	1,475	0,08%
		Sudão do Sul	3,5	0,20%
		Tunísia	0,423	0,02%
	África Total		12,682	0,71%
	América do Norte	Canadá	193,12	10,77%
		Estados Unidos	62,877	3,51%
		México	7,48	0,42%
	América do Norte Total		263,477	14,70%
	Américas Central e do Sul	Argentina	2,542	0,14%
		Brasil	15,894	0,89%
		Colômbia	1,841	0,10%
		Outros	0,721	0,04%
		Peru	0,656	0,04%
		Trinidad e Tobago	0,241	0,01%
	Américas Central e do Sul Total		21,895	1,22%
	Ásia-Pacífico	Austrália	1,621	0,09%
		Brunei	1,095	0,06%
		China	27,889	1,56%
		Índia	3,964	0,22%
		Indonésia	2,27	0,13%
		Malásia	3,6	0,20%
		Mongólia	0,314	0,02%
		Outros	0,657	0,04%
		Paquistão	0,441	0,02%
		Tailândia	0,175	0,01%
		Vietnã	4,344	0,24%
	Ásia-Pacífico Total		46,37	2,59%
	Comunidade dos Estados Independentes	Azerbaijão	6,95	0,39%
		Belarus	0,197	0,01%
		Cazaquistão	29,799	1,66%
		Outros	0,08	0,00%
		Rússia	107,799	6,01%
		Turcomenistão	0,599	0,03%
		Uzbequistão	0,591	0,03%
	Com. Est. Independentes Total		146,015	8,14%
	Europa	Alemanha	0,117	0,01%
		Dinamarca	0,431	0,02%
		Itália	0,57	0,03%
		Noruega	7,551	0,42%
		Outros	0,767	0,04%
		Reino Unido	1,655	0,09%
		Romênia	0,599	0,03%
		Turquia	0,499	0,03%
		Ucrânia	0,394	0,02%
	Europa Total		12,583	0,70%
	Oriente Médio	Catar	25,244	1,41%
		Iêmen	2,978	0,17%
		Omã	5,39	0,30%
		Outros	0,184	0,01%
		Síria	2,482	0,14%
	Oriente Médio Total		36,278	2,02%
	NÃO OPEP Total		539,3	30,08%
		Angola	2,584	0,14%
		Argélia	12,2	0,68%
		Congo	1,811	0,10%

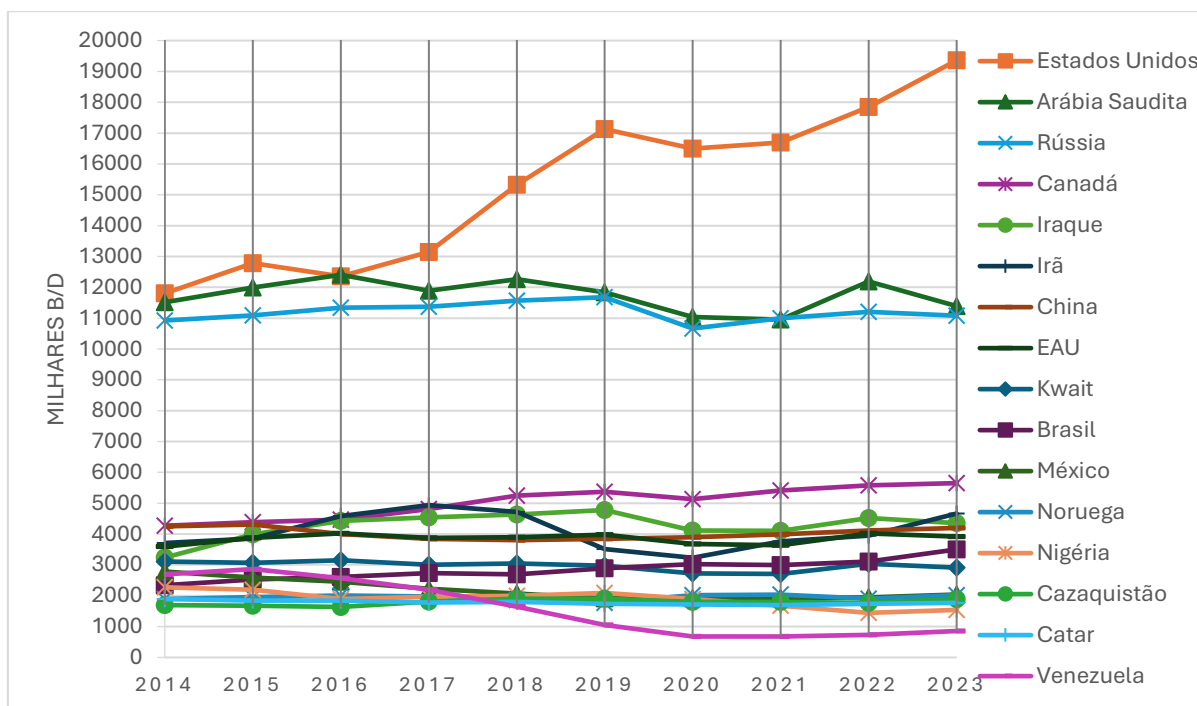
OPEP	África	Gabão	2	0,11%
		Guiné-Equatorial	1,1	0,06%
		Líbia	48,363	2,70%
		Nigéria	36,884	2,06%
	África Total		104,942	5,85%
	Cent. e do Sul	Equador	8,273	0,46%
		Venezuela	302,974	16,90%
	Américas Central e do Sul Total		311,247	17,36%
	Oriente Médio	Arábia Saudita	267,192	14,90%
		Kwait	101,5	5,66%
		Emirados Árabes Unidos	115,036	6,42%
		Irã	208,6	11,64%
		Iraque	145,019	8,09%
	Oriente Médio Total		837,347	46,71%
	OPEP Total		1253,536	69,92%
	Total Geral		1792,836	100,00%

Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024). Fonte: Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Quando consideramos os países com as dez maiores reservas temos: Venezuela 16,9%; Arábia Saudita 14,9%; Irã 11,64%; Canadá 10,77%; Iraque 8,09%; Emirados Árabes Unidos 6,42%; Rússia 6,01%; Kwait 5,66%; Estados Unidos 3,51% e Líbia 2,7%. Note-se que estão fora da OPEP Canadá, EUA e Rússia, esta última compõe a OPEP+. Como podemos observar, os países membros da OPEP respondem por 70% das reservas de petróleo. Se adicionamos as reservas nos países da OPEP+ (9,3%), são quase 80% das reservas.

O Brasil integra o grupo das quinze maiores reservas de petróleo, com 15,9 bilhões de barris, 0,89% das reservas provadas globais. À sua frente, além dos 10 já citados, estão Nigéria, Cazaquistão, China e Catar. Estes 15 países respondem por quase 95% das reservas globais de petróleo.

Gráfico 1 - Produção de petróleo 2014-2023 (Milhares de Barris/dia)



Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024). Fonte: Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Quando passamos à produção, EUA figuram como maior produtor, seguido de Arábia Saudita e Rússia. Ao longo do período (2014-2023), os EUA responderam por 16,53% da produção global, Arábia Saudita 12,7% e Rússia 12,1%. No período considerado, a OPEP respondeu por 38,30% da produção global e os demais países 61,7%. Se consideramos a OPEP+ tem-se 55,6% a 44,4% em favor do bloco. Esse volume é devido sobretudo à participação da Rússia (12,10%), México (2,36%) e Cazaquistão (1,9%). O Brasil respondeu por 3,07% da produção global.

Considerando o último ano da série (2023), os EUA lideram a produção, respondendo 20,09%, seguido de Arábia Saudita 11,82%, Rússia 11,49%, Canadá 5,87%, Irã 4,84%, Iraque 4,52%, China 4,36%, EAU 4,36%, Brasil 3,63% e Kuwait 3,02%. A participação do Brasil foi de 3,5 milhões de barris dia, a dos EUA 19,3 milhões.

Há países que possuem grandes reservas e que não figuram entre os maiores produtores. São os casos de Venezuela e Líbia. A Venezuela possui a maior reserva global, mas registrou seguidas quedas de produção. Para o período em questão, o país aparece como 16º maior produtor. Noruega e México, por outro lado, não figuram entre as 15 maiores reservas, mas estão entre os maiores produtores. As razões para isso são diversas e complexas. Envolvem desde questões técnicas, institucionais e políticas sobre o acesso aos reservatórios, qualidade

do petróleo, disponibilidade de capital para desenvolvimento da produção, acordos comerciais, participação em blocos econômicos, sanções econômicas, disputas políticas internas e interferência externa³⁷. Para chegar às respostas, é necessário investigar como cada país se insere no movimento mais geral de internacionalização da produção de petróleo, considerando que o movimento particular se dá de forma desigualmente combinada com o movimento geral. Sigamos tomando os aspectos mais gerais sobre o mercado global.

Um dado bastante considerado quando se trata da indústria de petróleo é a relação Reserva/Produção. Com isso, estima-se, tomando o nível corrente de produção e as reservas provadas (P1), por quanto tempo é possível manter a produção. Ainda com base nos dados disponibilizados pelo Anuário Estatístico da ANP (2024), temos que:

Tabela 2 - Reserva/produção maiores produtores (2023)

<i>País</i>	<i>Produção Anual (bilhões de barris)</i>	<i>Reservas provadas de petróleo (bilhões de barris)</i>	<i>R/P (anos)</i>
<i>Irã</i>	1,702	208,60	123
<i>Kwait</i>	1,061	101,50	96
<i>Canadá</i>	2,063	193,12	94
<i>Iraque</i>	1,590	145,02	91
<i>Emirados Árabes Unidos</i>	1,431	115,04	80
<i>Nigéria</i>	0,562	36,88	66
<i>Arábia Saudita</i>	4,157	267,19	64
<i>Cazaquistão</i>	0,690	29,80	43
<i>Catar</i>	0,647	25,24	39
<i>Rússia</i>	4,042	107,80	27
<i>China</i>	1,532	27,89	18
<i>Brasil</i>	1,278	15,89	12
<i>Noruega</i>	0,738	7,55	10
<i>México</i>	0,745	7,48	10
<i>Estados Unidos</i>	7,066	62,88	9

Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024), com dados do Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Grosso modo, esse indicador aponta quais países serão os garantidores da oferta global de petróleo cru ao longo do tempo. Como se pode ver, entre os grandes produtores, os com melhor relação R/P são os países do oriente médio, Rússia e Canadá. É importante levar em

³⁷ Por exemplo, o aumento da produção na Venezuela em 2023 ocorre após um acordo entre o governo venezuelano e a administração de Joe Biden, no final de 2022. O acordo flexibilizou sanções e permitiu a retomada das atividades da Chevron junto à PDVSA para produção e exportação de petróleo.

conta que esse indicador considera apenas as reservas provadas, que correspondem aos volumes com pelo menos 90% de probabilidade de serem recuperados comercialmente em volume igual ou superior ao estimado. Significa dizer que o Brasil, por exemplo, estima, com 90% de certeza, que possui pelo menos 15,9 bilhões de barris recuperáveis. A relação R/P é ilustrativa em relação à capacidade que os países com grandes reservas têm de sustentar seus níveis de produção no tempo, projetando o esgotamento das reservas nas regiões produtoras.

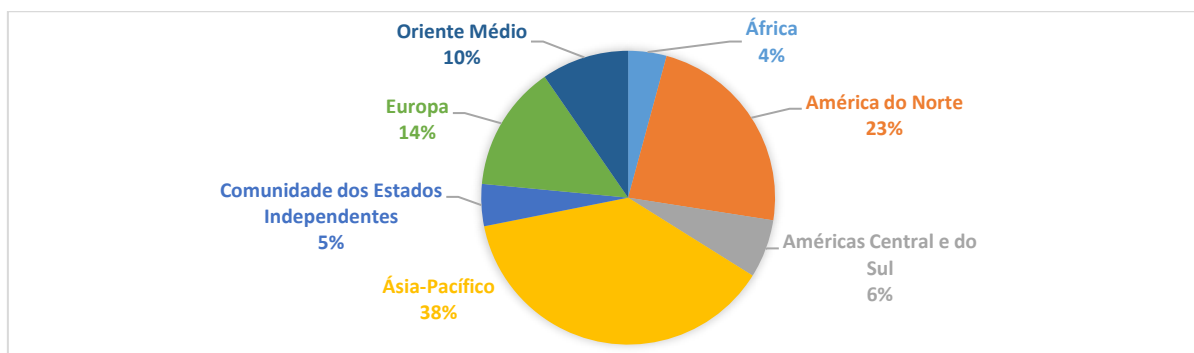
O indicador, porém, não pode ser tomado de forma unilateral, cravando, por exemplo, que em doze anos o Brasil terá esgotado suas reservas³⁸. Do ponto de vista do volume, ele pode estar subestimado ou superestimado. Há ainda em todo mundo, no Brasil, inclusive, campanhas exploratórias em buscas de novas reservas³⁹. Novas técnicas de recuperação podem ser empregadas, assim como a exploração de recursos não convencionais. Por outro lado, os níveis de produção também podem sofrer grandes variações decorrentes da economia e da política. Tomar a relação R/P ajuda a entender onde estará concentrada a oferta global no médio e longo prazo, por tanto, onde se concentram as disputas. Vale lembrar que a indicação geográfica e o tamanho da capacidade da região produtora não implicam maiores conclusões sobre estes países. A conjuntura política e econômica internacional e local, particularmente os regimes de produção em cada país, são determinantes na disputa pelo acesso às reservas e apropriação da renda do petróleo.

Outros determinantes na configuração e caracterização da indústria são consumo e exportação. Afinal “apesar de a produção ser realizada em muitos países, poucos são exportadores com peso no comércio mundial, o que coloca esses últimos em posição de relevância em termos de controle potencial sobre fluxos e, assim, dos preços” (Sauer e Rodrigues, 2016, p. 191).

³⁸ Há ainda reservas prováveis, que representam estimativas adicionais às reservas provadas, com uma probabilidade mínima de 50% de que a quantidade recuperada seja igual ou superior à soma das reservas provadas e prováveis. Por fim, tem-se reservas possíveis, aquelas com maior incerteza, apresentando pelo menos 10% de probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou superior à soma das reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP, 2022). Em 2023, foram declarados 15.894 MMbbl de reservas provadas (1P), 22.779 MMbbl de reservas provadas + prováveis (2P) e 27.531 MMbbl de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P) (BAR, ANP, 2023).

³⁹ Em 2023, houve aumento de 6,98% das reservas provadas (P1) no Brasil, em relação a 2022. (BAR, ANP, 2023).

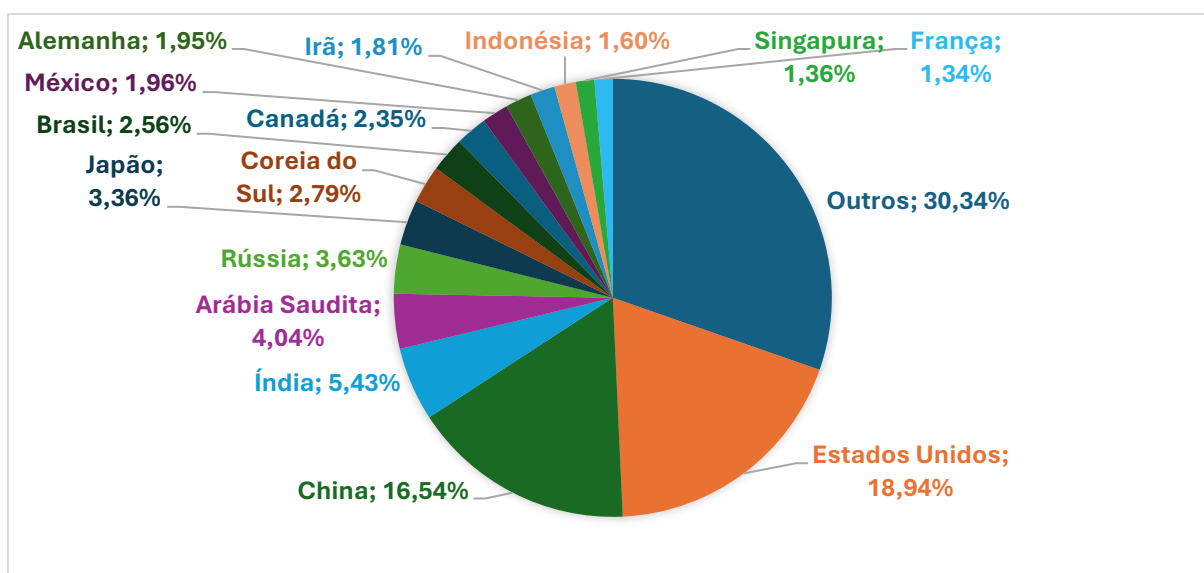
Gráfico 2 - Consumo de petróleo 2023 - Regiões (%)



Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024) e do Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Como se vê a maior parcela do consumo se concentra nos países da Ásia Pacífico⁴⁰, a região abarca cerca de 60% da população global, percentual puxado por China e Índia. Em seguida, vem América do Norte, cujo consumo é puxado principalmente pelos EUA. A Europa respondeu por 14% do consumo global. Vejamos essa distribuição para os principais consumidores. O **gráfico 3**, abaixo, mostra a participação dos países nos 100,2 milhões de barris de petróleo consumidos por dia, em 2023.

Gráfico 3 - Consumo de petróleo 2023 (%)

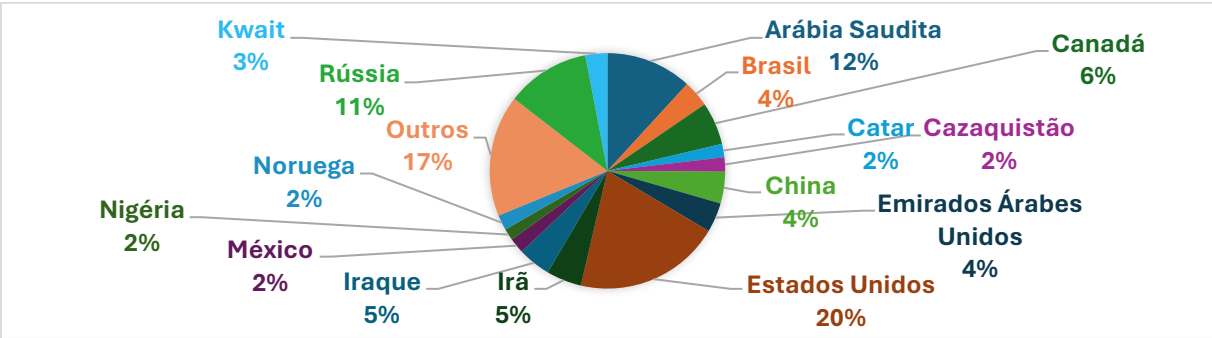


Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024) e do Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

⁴⁰ Brunei, Camboja, Singapura, China, Coreia do Sul, Coreia do Norte, Hong Kong (região de administração especial da China), Indonésia, Japão, Laos, Malásia, Mongólia, Filipinas, Afeganistão, Bangladesh, Índia, Mianmar (ex-Birmânia), Nepal, Paquistão, Sri Lanka, Taiwan, Tailândia, Vietnã, Austrália, Nova Zelândia, Papua Nova Guiné e outros países da Oceania.

Levando em conta o consumo, olhando para a produção em 2023 identificamos os supridores da demanda global. Sem nenhuma surpresa, encontramos a Rússia e países do Oriente Médio.

Gráfico 4 - Produção de petróleo 2023 (%)



Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024) e do Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Nota-se que os EUA produzem todo petróleo que consomem, mantendo uma pequena fração excedente. O país mantém a posição de exportador líquido de gás e petróleo, devido sobretudo à exploração das chamadas fontes não convencionais *shale gas* e *tight oil*, tornadas comercialmente viáveis por meio da utilização de técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, incentivos governamentais como a retirada de restrições ao uso do *fracking* e outras flexibilizações ambientais (EPE, 2021).

Tabela 3 - Produção/consumo maiores produtores (2023)

País	Produção de Petróleo ⁴¹ (kbpd)	Consumo de Petróleo ⁴² (kbpd)	Produção/Consumo
Estados Unidos	19358,1	18983,6	1,02
Arábia Saudita	11389,0	4051,9	2,81
Rússia	11075,2	3635,0	3,05
Canadá	5652,5	2351,2	2,40
Irã	4662,0	1816,8	2,57

⁴¹ Inclui petróleo bruto, óleo de xisto, areias betuminosas, condensados (condensado de arrendamento ou condensados de gás que requerem refino adicional) e LGNs (líquidos de gás natural – etano, GLP e nafta separados da produção de gás natural). Exclui combustíveis líquidos de outras fontes, como biocombustíveis e derivados sintéticos de carvão e gás natural (EI-SRWE, 2024).

⁴² Combustíveis líquidos (excluídos etanol e biodiesel), incluídos líquidos derivados de carvão e gás natural (EI-SRWE, 2024).

<i>Iraque</i>	4355,3	874,7	4,98
<i>China</i>	4197,7	16576,5	0,25
<i>EUA</i>	3921,5	1139,4	3,44
<i>Brasil</i>	3502,3	2566,9	1,36
<i>Kwait</i>	2908,2	411,5	7,07
<i>México</i>	2039,8	1961,6	1,04
<i>Noruega</i>	2021,9	213,4	9,48
<i>Cazaquistão</i>	1891,4	349,0	5,42
<i>Catar</i>	1771,5	370,0	4,79
<i>Nigéria</i>	1540,3	-	

Elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024). Fonte: Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Os países com maiores níveis de produção em relação ao seu consumo interno são Noruega, Kwait, Cazaquistão, Iraque, Catar, EUA, Rússia, Arábia Saudita, Irã, Canadá e Brasil. México e EUA têm a relação produção/consumo bem ajustada. Por outro lado, há grandes consumidores que dependem substancialmente de importações, é o caso de China, Índia, Japão, Alemanha, Coreia do Sul e França. China e Índia, segundo e terceiro maiores consumidores, produzem, respectivamente, 25% e 13% do petróleo que consomem.

Aqui é preciso chamar atenção para o Brasil. Com produção de 3,5 milhões de barris dia (2023), o país mantém a condição de autossuficiência numérica e uma produção excedente de 37%. Isto só foi possível com a entrada em produção dos campos do pré-sal. Vale lembrar que a meta para 2030 é produção diária de 5,3 MMb/d (EPE, 2023a).

Essa transição para um país exportador de petróleo impõe uma série de questões complexas. No centro, conforme aponta Sauer (2024), estão interesses conflitantes em permanente disputa pelo petróleo e pela Petrobrás: acionistas com foco na maximização de seus lucros; consumidores que almejam acesso a derivados baratos; população não consumidora que espera geração de benefícios sociais para o conjunto da sociedade por meio da exploração racional dos recursos; grupos políticos que disputam o controle da companhia como meio para fortalecimento político e enriquecimento pessoal; e interesses externos, que junta empresas e governos estrangeiros, vinculados à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) e China, que buscam recursos petrolíferos, para acelerar a produção, reduzindo preços, visando o aumento de sua prosperidade e bem estar (Sauer, 2024, p. 26). Este último elemento é ilustrado pelo destino das exportações do petróleo brasileiro.

Tabela 4 - Destino das Exportações do petróleo brasileiro – 2023 (mil barris)

<i>Destino</i>	<i>Volume petróleo exportado (mil barris)</i>	<i>Participação do país no volume exportado (%)</i>
<i>China</i>	265630	45,70%
<i>Estados Unidos</i>	65168	11,21%
<i>Países Baixos (Holanda)</i>	47254	8,13%
<i>Espanha</i>	46293	7,96%
<i>Chile</i>	40830	7,02%
<i>Portugal</i>	29060	5,00%
<i>Singapura</i>	16031	2,76%
<i>Coreia do Sul</i>	14362	2,47%
<i>Malásia</i>	11835	2,04%
<i>Índia</i>	11611	2,00%
<i>Outros</i>	26707	5,71%
<i>Total</i>	574781	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024) e do Energy Institute - Statistical Review of World Energy 2024

Em 2023, mais de 45% do petróleo exportado pelo Brasil foi para China. Em seguida aparece EUA, 11,2%, Holanda 8,1%, Espanha 7,9% e Chile 7,0%. Em média, 727,7 mil barris diários foram exportados para China. Considerando que o Brasil produziu 3,5 milhões de barris/dia, significa que 20% da produção seguiu para China. Para os EUA foram 5%. O Brasil tem ampliado sua participação na oferta mundial de petróleo, a partir da entrada em produção dos campos do pré-sal. Para se ter uma ideia, em 2023 o Brasil foi o terceiro país em incremento da produção de petróleo, com 389 mil barris a mais por dia. Ficou atrás de EAU, com 1,5 MM de barris dias, e Irã, com 717 mil. A ampliação da participação do Brasil no mercado mundial de petróleo, no entanto, não parece desviar da tendência de reprimarização da economia brasileira. A exportação de petróleo cru alcançou a segunda posição da pauta de exportações do país, em 2023, 12,5%. Em primeiro lugar aparece soja, com 15,7% e em terceiro, minério de ferro, com 9%. A situação do país no que diz respeito a derivados ilustra um pouco a questão.

O Brasil tem capacidade de processamento de 2,290 milhões de barris por dia. Em 2023, foram processados aproximadamente 2,00 milhões de barris/dia. Destes, 1,7 milhões tem origem nacional (85%); 12% importado e 2% outras cargas⁴³. O petróleo importado, processado no Brasil, vem principalmente dos seguintes países:

⁴³ Inclui resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados que são reprocessados nas unidades de destilação atmosféricas juntamente com as cargas de petróleo e condensado.

Tabela 5 - Importação de petróleo pelo Brasil segundo país de origem – 2023 (mil barris)

<i>País de Origem</i>	<i>Volume Importado (mil barris)</i>	<i>Participação do país no volume importado (%)</i>
<i>Arábia Saudita</i>	23398	22,09%
<i>Estados Unidos</i>	18328	17,30%
<i>Argélia</i>	14248	13,45%
<i>Guiana</i>	12068	11,39%
<i>Argentina</i>	10512	9,92%
<i>Angola</i>	7838	7,40%
<i>Gabão</i>	5734	5,41%
<i>Gana</i>	4473	4,22%
<i>Nigéria</i>	3504	3,31%
<i>Rep. Dem. do Congo</i>	2929	2,76%
<i>Rússia</i>	2277	2,15%
<i>Outros</i>	635	0,60%
<i>Total</i>	105945	100%

Fonte: elaboração própria, a partir de dados abertos da ANP (2024)

A importação de petróleo para processamento no Brasil é reduzida. Como visto, 85% da carga processada é nacional⁴⁴. No entanto, embora alcançada a autossuficiência numérica, o Brasil é dependente de derivados energéticos e não energéticos. Em 2023, exportamos 580 milhões de barris equivalentes de petróleo (boe, do inglês “barrel of oil equivalent”) e importamos 194 MM boe em derivados líquidos⁴⁵. Em termos monetários, o saldo da comercialização de petróleo cru, em 2023, foi de US\$ 33, bilhões. Quando se trata de derivados a receita com exportações, em 2023, foi de US\$ 12,03 bilhões e as despesas com importações alcançaram US\$ 19 bilhões.

⁴⁴ A parcela importada é, em geral, misturada ao petróleo nacional para se adequar aos processos de refino disponíveis no parque nacional.

⁴⁵ Conversão feita com base nos Coeficientes de Equivalência Médios para Combustíveis Líquidos (EPE, BEN, 2022, p.224)

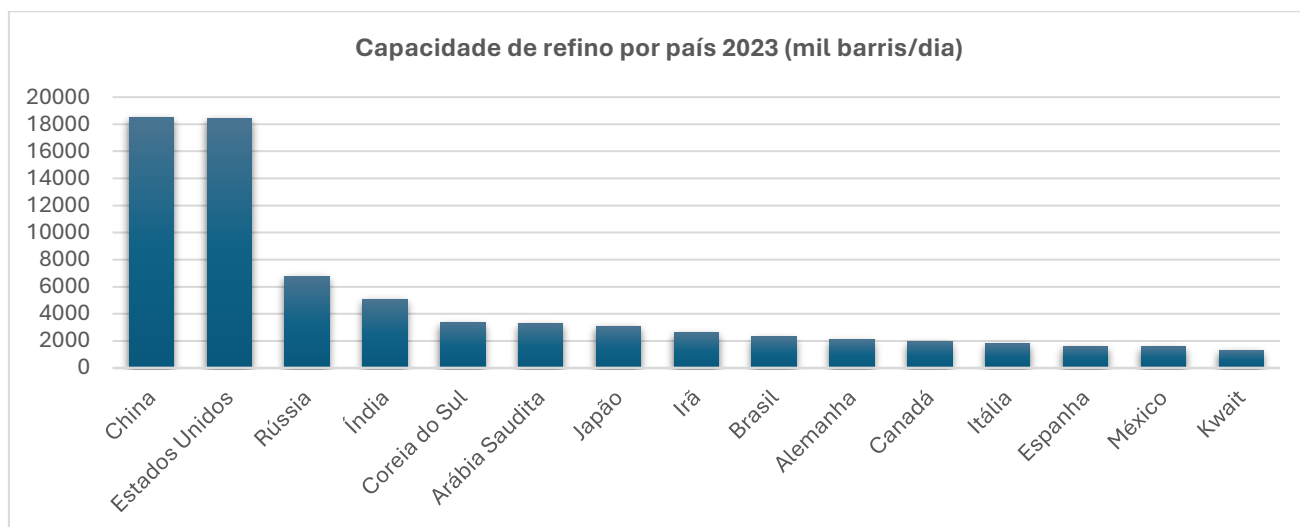
Tabela 6 - Importação de derivados segundo país de origem – 2023 (mil m³)

<i>País</i>	<i>Volume de derivados importados (mil m³)</i>	<i>Participação do país na importação de revidados (%)</i>
<i>Estados Unidos</i>	11769,9	34,32%
<i>Rússia</i>	8880,8	25,89%
<i>Países Baixos (Holanda)</i>	2435,1	7,10%
<i>Espanha</i>	1744	5,09%
<i>Argentina</i>	1661,1	4,84%
<i>Emirados Árabes Unidos</i>	1401,1	4,09%
<i>Índia</i>	1220,9	3,56%
<i>Arábia Saudita</i>	848,8	2,47%
<i>Peru</i>	690,1	2,01%
<i>Bélgica</i>	516,4	1,51%
<i>Outros</i>	3128,6	9,12%
<i>Total</i>	34296,8	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados abertos da ANP (2024)

Ainda de acordo com a ANP (2024), em 2023, a produção nacional de derivados alcançou 128,8 MMm³. As exportações registram 21 MMm³. O volume de importações por outro lado foi de 106 MMm³. Considerando o consumo aparente (produção – exportação + importação), há um déficit externo de derivados na ordem de 85 MMm³. Ou seja, há dependência externa de derivados na ordem de 40%. Tomando em conjunto petróleo e seus derivados o país registra superávit na ordem de 37% (ANP/SDP/MIDC/SECEX, 2024).

A capacidade global de refino, em 2023, estava distribuída da seguinte maneira:

Gráfico 5 - Capacidade de refino por país - 2023

Fonte: elaboração própria, a partir de dados abertos da ANP (2024)

Como se pode ver, China e Estados Unidos, maiores consumidores, concentram também os maiores parques de refino. Grandes produtores como Rússia, Arábia Saudita, Canadá, Irã e Kwait aparecem ao lado de grandes consumidores como Alemanha, Coreia do Sul, Japão na distribuição da capacidade global. O Brasil ocupa a 9ª posição em capacidade de refino, que atualmente não é capaz de atender ao consumo interno de derivados⁴⁶. Os fluxos de petróleo, em 2023, se deram da seguinte maneira:

⁴⁶ “Tipicamente, as margens de refino, calculadas como a diferença entre o preço do barril adquirido para ser refinado e os preços auferidos com a venda dos derivados obtidos com o refino do barril, variam de 4 a 10 dólares por barril. Dessa margem devem ser descontados os custos decorrentes do capital constante e variável, conhecidos como amortização do custo de investimento e custos operacionais da refinaria, compostos por mão de obra, insumos, energia, seguros, taxas, impostos. Portanto, atuando em ambiente concorrencial com os derivados em escala global, as atividades de refino tendem a proporcionar renda diferencial nula, quando seus lucros são os médios das atividades capitalistas, ou mesmo renda diferencial da ordem de 5 dólares por barril refinado, apenas como ilustração, nos períodos de elevada demanda por derivados” (Sauer, 2024. p. 24)

Tabela 7 – Movimentação de petróleo cru entre regiões – 2023 (milhões de toneladas)

PAÍS	Mexico	Canada	US	S. & Cent. América	Europa	Rússia	Outros CI	Oriente Méc	África	Australia	China	Índia	Japão	Singapore	Other Asia Pacific	Total	% Exportação globais
Saudi Arabia	0	2,5	17,4	3,2	40,7	0,0	0,0	11,7	2,9	0,0	85,9	35,3	51,4	4,9	93,3	349,1	16,41%
Rússia	0	0,0	0,0	0,3	32,4	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	107,0	81,8	0,1	0,3	0,9	240,8	11,32%
Canada	0	0,0	192,9	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,1	207,2	9,74%
US	0	16,9	0,0	9,6	80,4	0,0	0,0	0,1	0,7	1,4	14,3	11,3	2,4	11,6	36,5	185,0	8,70%
Iraq	0	0,0	10,6	0,0	49,2	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	59,3	48,8	0,0	0,9	14,8	184,2	8,66%
UAE	0	0,0	0,8	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	41,8	13,2	48,6	11,1	49,7	170,7	8,03%
West África	0	4,8	11,9	5,4	56,9	0,0	0,0	0,3	4,5	0,2	48,1	9,3	0,0	1,2	16,0	158,6	7,46%
S. & Cent. América	0	0,6	42,9	0,0	18,2	7,6	0,0	2,9	1,0	0,0	52,1	7,0	1,9	2,5	4,5	141,2	6,64%
Other CIS	0	0,0	1,6	0,1	72,7	0,0	0,0	2,4	0,8	0,0	6,4	0,4	0,0	0,1	6,7	91,4	4,30%
Other Middle East	0	0,0	0,4	0,0	1,8	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	49,6	3,2	8,2	5,5	17,6	90,0	4,23%
Kuwait	0	0,0	1,1	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	24,5	8,1	11,5	0,1	30,8	81,1	3,81%
North África	0	0,0	5,1	1,9	56,5	0,0	0,0	1,6	0,3	0,6	3,5	2,2	0,0	0,2	3,7	75,6	3,56%
Other Asia Pacific	0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	56,2	2,0	1,0	1,9	0,0	67,9	3,19%
Mexico	0	0,0	36,5	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	3,4	0,0	0,0	4,3	53,8	2,53%
Europa	0	0,2	2,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	3,1	5,1	0,0	0,2	0,8	12,1	0,57%
Australia	0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	2,0	0,0	0,5	1,5	5,6	10,0	0,47%
East & S. África	0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,5	0,8	3,2	0,15%
Singapore	0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	1,6	2,0	0,09%
Índia	0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,09%
China	0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,2	0,06%
Japão	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00%
Total Geral	0,0	25,0	323,8	20,7	436,6	7,7	18,0	23,2	12,4	8,4	563,9	231,0	125,5	42,3	288,5	2127,1	100,00%

Fonte: elaboração própria, a partir dos dados do Statistical Review of World Energy 2024, Energy Institute.

Nota-se que há um fluxo de petróleo cru que segue da Oriente Médio, Rússia, Canadá, América do Sul, África Ocidental e Norte da África em direção aos Estados Unidos, Europa, China, Índia, Japão e demais países da Ásia. Vale dizer que das 141 milhões de toneladas exportadas da América Central e do Sul, 81,4 (57,6%) saíram do Brasil (Secretaria de Comércio Exterior - SECEX, 2025). Os principais importadores de petróleo bruto são China (563,9 MMt), Europa (436,6 MMt), EUA (323,8MMt), outros país da Ásia Pacífico (288,5 MMt), Índia (231 MMt) e Japão (231MMt). Vejamos então a movimentação de derivados.

Tabela 8 – Movimentação de derivados entre regiões – 2023 (milhões de toneladas)

<i>País</i>	<i>Canada</i>	<i>Mexico</i>	<i>US</i>	<i>S. & Cent. América</i>	<i>Europa</i>	<i>Rússia</i>	<i>Other CIS</i>	<i>Middle East</i>	<i>África</i>	<i>Australia</i>	<i>China</i>	<i>Índia</i>	<i>Japão</i>	<i>Singapore</i>	<i>Asia Pacific</i>	<i>Total</i>	<i>%</i>
<i>US</i>	22,03	55,74	0,00	73,53	37,04	0,00	0,01	1,67	12,15	1,15	19,06	8,12	10,66	1,29	15,54	257,99	21,23%
<i>Other Asia Pacific</i>	0,09	0,18	7,69	1,38	4,88	0,11	0,03	2,62	5,06	28,11	38,24	1,87	7,49	28,84	0,00	126,58	10,41%
<i>Europa</i>	4,15	0,30	21,17	9,99	0,00	0,15	1,98	9,44	40,60	0,04	1,90	1,99	0,50	4,41	3,76	100,32	8,25%
<i>Índia</i>	0,00	0,00	5,18	1,67	29,83	0,01	0,01	18,99	17,76	4,82	0,86	0,00	0,17	2,87	11,15	93,31	7,68%
<i>UAE</i>	0,04	0,00	0,72	1,54	9,02	0,00	0,07	8,34	16,26	0,20	11,69	10,77	4,89	5,34	23,63	92,50	7,61%
<i>Rússia</i>	0,00	0,00	0,00	7,58	37,48	0,00	6,70	1,10	4,70	0,00	16,22	8,68	0,00	2,83	5,64	90,92	7,48%
<i>Singapore</i>	0,00	0,52	1,28	0,32	1,44	0,01	0,00	0,44	2,61	15,10	2,82	1,52	0,19	0,00	51,79	78,03	6,42%
<i>Other Middle East</i>	0,08	0,01	1,74	0,58	7,47	0,00	0,10	6,29	8,96	0,14	9,18	7,89	4,71	1,33	14,86	63,33	5,21%
<i>China</i>	0,15	1,21	0,55	3,92	6,45	0,20	0,08	1,77	4,71	2,66	0,00	0,52	1,16	8,99	29,10	61,46	5,06%
<i>Saudi Arabia</i>	0,00	0,00	4,32	1,54	13,27	0,00	0,01	8,40	12,91	0,17	2,67	6,71	1,11	2,30	7,35	60,76	5,00%
<i>Kuwait</i>	0,41	0,00	1,18	0,48	11,01	0,00	0,00	3,86	3,05	0,01	2,20	3,40	2,91	2,59	6,35	37,44	3,08%
<i>Canada</i>	0,00	0,06	26,26	1,71	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,15	2,25	0,00	0,87	32,31	2,66%
<i>S. & Cent. América</i>	0,13	0,08	9,19	0,00	3,10	0,00	0,00	0,47	2,35	0,02	4,40	0,83	0,38	5,85	1,04	27,86	2,29%
<i>North África</i>	0,02	0,00	2,56	0,22	11,91	0,00	0,03	0,78	0,38	0,00	0,85	0,12	0,65	1,15	5,58	24,23	1,99%
<i>Iraq</i>	0,00	0,00	4,90	0,00	4,98	0,00	0,00	5,12	0,06	0,00	0,46	1,40	0,04	0,34	2,51	19,83	1,63%
<i>Other CIS</i>	0,01	0,00	0,28	0,09	12,84	0,79	0,00	0,09	0,67	0,00	0,67	0,00	0,00	0,30	0,20	15,94	1,31%
<i>Japão</i>	0,19	0,69	0,73	0,89	0,15	0,03	0,00	0,01	0,03	2,52	1,05	0,04	0,00	2,43	3,73	12,47	1,03%
<i>Mexico</i>	0,00	0,00	8,49	0,08	0,16	0,00	0,00	0,02	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	9,16	0,75%
<i>Australia</i>	0,00	0,00	0,06	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,64	0,04	1,71	0,26	1,39	4,91	0,40%
<i>West Africa</i>	0,00	0,00	1,18	0,34	1,02	0,00	0,01	0,06	0,31	0,03	0,93	0,00	0,00	0,23	0,69	4,80	0,39%
<i>East & S. Africa</i>	0,00	0,00	0,04	0,03	0,14	0,00	0,00	0,17	0,40	0,00	0,00	0,02	0,00	0,47	0,03	1,31	0,11%
<i>Total</i>	27,30	58,79	97,48	105,86	193,41	1,32	9,03	69,65	133,04	54,94	114,40	54,05	38,81	72,18	185,22	1215,40	100,00%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Statistical Review of World Energy 2024, Energy Institute.

No caso da movimentação de derivados, como se pode ver, os países da África, América Central e do Sul, Canadá e os países do Oriente Médio, exceção aos Emirados Árabes Unidos (EAU), se deslocam para parte de baixo da tabela, dando lugar aos Estados Unidos, países da Ásia Pacífico, Europa e Singapura que figuram no topo da exportação de derivados. Entre os maiores exportadores de petróleo cru, Rússia e Emirados Árabes também são grandes exportadores de derivados. O fluxo de derivados seguiu dos países acima citados em direção a Ásia Pacífico (185,22MMt), África (133 MMt), China (114 MMt), América do Sul e Central (105,86 MMt).

Essa movimentação corresponde a 1/3 da energia primária consumida globalmente. O gás natural responde por 1/5, perfazendo, juntos 53% (SRWE, 2024). Esta indústria, que buscamos caracterizar, tem papel determinante para o funcionamento da economia global.

A necessidade de reduzir a emissão dos gases de efeito estufa, e o horizonte de necessária redução da produção de petróleo, torna a questão mais complexa. Há uma distância que se mostra bastante persistente entre reconhecer a necessidade de redução de emissão de GEE e tomar medidas para isso. O ano de 2024 rompeu a barreira de 1,5°C acima do nível pré-industrial do acordo de Paris. Em março de 2025, estamos há vinte meses de temperatura média global acima do 1,5°C⁴⁷. Ao mesmo tempo, a conjuntura internacional de guerra comercial, aumento e escalada de conflitos militares e rearmamento da Europa aumentam a pressão pelo aumento da produção.

O capitalismo se desenvolveu obtendo dos combustíveis fósseis a energia para alimentar as máquinas e capturar, por meio do aumento da produtividade física do trabalho⁴⁸, mais-valia relativa, criou enorme dependência destes recursos (Sauer, 2024, p. 15). Isso se deve, em parte, pelas vantagens técnicas que os combustíveis fósseis apresentam frente a outras fontes, entre elas, a alta densidade energética, que pode ser transportada; possibilidade de armazenamento e uso contínuo e grande flexibilidade em seus usos. Aqui se considera, por exemplo, o Energy Return on Energy Invested (EROI), que é a relação de energia recuperada em relação ao dispêndio de energia, com ampla vantagem do petróleo (Altvater, 2017; Sauer, 2024). Isso faz do petróleo uma alternativa barata. Conforme aponta Sauer (2024, p. 27), ao se referir aos motores de combustão interna, movidos a combustíveis líquidos ou gasosos:

⁴⁷ <https://www.uol.com.br/eco/ultimas-noticias/2025/03/06/copernicus-fevereiro-de-2025.htm>

⁴⁸ Ao lado do petróleo, aparece também a eletricidade como componente do binômio motor-fonte de energia para produção de força motriz, que proporcionou os ganhos de produtividade a partir do início do século XX (Sauer, 2024, p. 26 e 27)

o fator decisivo para sua penetração está vinculado ao menor custo total da combinação entre máquina e combustível para produção de força motriz nos sistemas de produção industrial e transporte, uma mediação que resulta da otimização da composição orgânica do capital, proporção entre o capital constante, que engloba os meios de produção, como máquinas, equipamentos e matérias-primas, incluindo a fonte energética, e o capital variável, que representa a força de trabalho humana.

Dessa forma, há ampla vantagem de custos para o petróleo em relação às alternativas, particularmente em combustíveis líquidos. Como sabemos, a única racionalidade do capitalismo é a do mercado, ou seja, da concorrência, da luta entre capitais – representados inclusive por seus respectivos Estados – na disputa pelo excedente. Assim, mesmo com tecnologia e fontes de energia que não emitem GEE disponíveis para transição energética (Sauer, 2024), a hegemonia dos combustíveis fósseis parece estar longe de seu fim.

Não importa a substância em si da fonte primária de energia, seja esta proveniente de usinas hidráulicas, eólicas ou fotovoltaicas, no caso da lenha, carvão vegetal, petróleo, gás natural ou urânio, nem a natureza da fonte secundária, ou vetor portador do conteúdo energético, como os derivados de petróleo, gás natural, biocombustíveis líquidos ou gasosos, eletricidade, amônia, hidrogênio ou outro; importa, no sistema capitalista, o potencial de contribuição para geração de excedente econômico a ser apropriado (Sauer, 2024, p. 29)

A renda do petróleo, precisa ser considerada quando discutimos as barreiras à transição. Como vimos, o preço é determinado nas regiões com piores condições de produção (Bina, 1989; 2017). Ao mesmo tempo, as regiões produtoras, agrupadas na OPEP+, buscam aumentar a renda, por meio do controle (cotas) de sua produção de menor custo, possibilitando “seu controle sobre o preço diretor da energia em escala global, podendo, mediante sua redução, inviabilizar as alternativas concorrentes, como a eletricidade e também os combustíveis sintéticos, biocombustíveis e petróleo não convencional, com preços de produção superiores” (Sauer, 2024, p. 40). Com vistas a fazer frente a OPEP+, há pressão e incentivo permanente dos países importadores para aumento da produção nos países que não integram o bloco. Entre os mais relevantes estão Brasil, Canadá, Noruega e mais recentemente Guiana e Suriname. A concorrência capitalista aponta para maior utilização do petróleo.

Tomando os dados de 2023, considerando a relação R/P global, a previsão é de esgotamento das reservas em 38 anos. Em nossa opinião, por tudo que foi exposto até aqui, a tendência é de que as reservas sejam exploradas até seu limite. Numa sociedade em que os produtores diretos estão separados das condições e meios de produção, a lógica interna do sistema, de concorrência e disputa por excedente, não é capaz de qualquer movimento que não se baseie na maximização dos lucros. As alternativas se colocam então sobre o mesmo *leitmotiv*. Ensejando, por exemplo, a corrida por minerais utilizados na construção de baterias e ocupação

de áreas com potencial eólico e solar, com os velhos métodos do imperialismo e do colonialismo⁴⁹.

O debate das alternativas ao petróleo não está diretamente no escopo deste trabalho. A percepção, porém, de que a tendência é de continuidade no uso intensivo de petróleo no médio prazo está diretamente ligada aos planos de expansão da produção no Brasil e em Sergipe. Além da compreensão teórica do movimento do capital, os dados corroboram esta opinião. O Fórum Internacional de Energia (IEF,⁵⁰ na sigla em inglês), aponta que a demanda por líquidos de petróleo atingiu recorde em 2023 e deve continuar subindo em todos os anos desta década.

Os investimentos na produção e exploração cresceram 12% em 2023, e era esperado crescimento de 5% em 2024, atingindo neste ano US\$ 603 bilhões, maior patamar desde 2014. Parte significativa do aumento no investimento está concentrado na América do norte e do Sul. A nova onda de exploração em águas profundas e ultra profundas no Brasil e na Guiana têm peso considerável neste processo.

Ainda de acordo com o relatório, os investimentos globais no *upstream* devem atingir US\$ 738 bilhões, em 2030, para fazer frente a demanda. O Fórum estima ainda que a maior parte da nova oferta deve ser produzida numa média de US\$ 60 por barril Brent ou menos. Os menores custos de oferta são do oriente médio US\$ 30/barril e Guiana US\$ 36/barril. Nos EUA um novo poço exige US\$57/barril. Tomando a oferta global, em média, o custo de produção fica entre US\$50 e US\$60 por barril. Importa destacar que tanto os projetos de petróleo convencional quanto não convencional, incluindo aqueles de custos mais altos, serão necessários para atender à demanda e compensar os declínios esperados nos próximos 10-15 anos (IEF, 2024).

Ainda de acordo com o IEF, 70% da produção nova de petróleo convencional necessária para 2030 já está aprovada. Estes projetos irão adicionar 6 milhões de barris/dia à oferta global até 2030. Destes 2,2 milhões sairão da América Latina. Restariam ainda 2,8 milhões de barris/dia de óleo convencional que precisam ser aprovados nos próximos anos para atender a

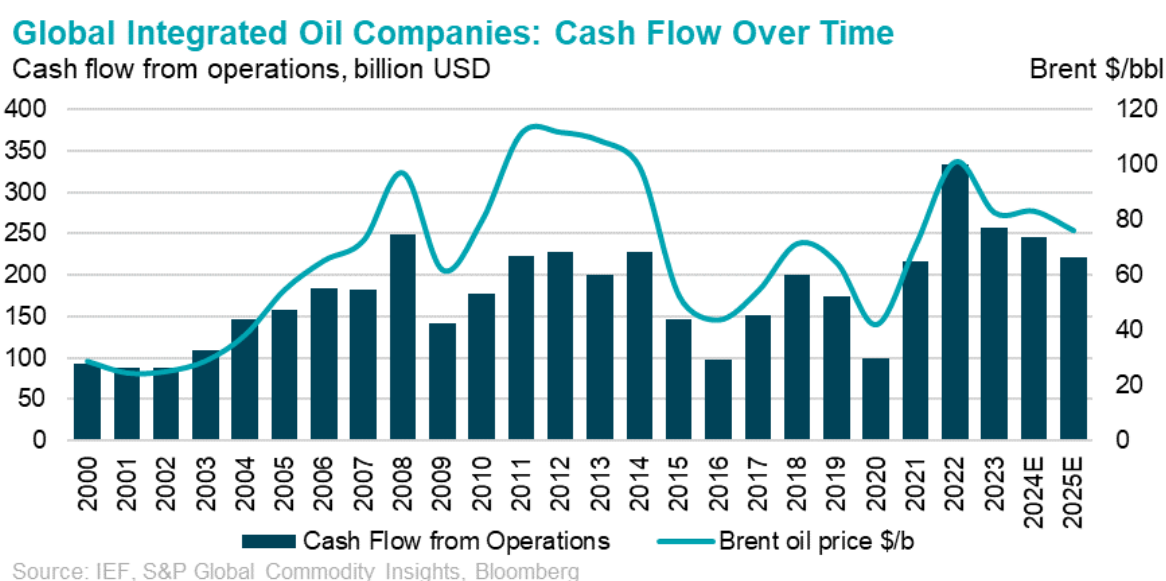
⁴⁹ Neste sentido Sauer (op. cit.) argumenta que a “a maior ameaça a essa situação de hegemonia do petróleo emerge com a possibilidade de progresso técnico na mobilidade elétrica, com a redução dos preços de produção dos sistemas de armazenagem da eletricidade por via da redução dos custos das baterias. E, nessa hipótese, abrem-se as perspectivas para a apropriação de mais-valia relativa, extraordinária, ou renda absoluta, pelos que detêm a propriedade e controle do acesso aos minerais críticos, como lítio, cobalto, disprósio e neodímio, entre outros. A superação desse gargalo, aliada à expansão das redes de transmissão e distribuição de eletricidade, abriria espaço para fontes praticamente infinitas de energia elétrica, a solar fotovoltaica, a eólica *onshore* e *offshore* e, em menor escala, a hidráulica remanescente, a de resíduos de biomassa e mesmo a geotérmica”. (SAUER op. cit. 46 e 47).

⁵⁰ O Fórum Internacional de Energia (IEF) é uma organização internacional, que reúne ministros de energia de [72 países](#) e inclui nações produtoras e consumidoras. Fundado como um fórum para facilitar o diálogo entre países produtores e consumidores da OPEP e da Agência Internacional de Energia, o IEF reúne mais países do que as duas organizações juntas de todas as regiões do mundo (IEF, 2025).

demanda prevista. É esperado que Brasil, Guiana e Canadá, que estão em um ciclo de expansão, preencham essa lacuna.

Ainda de acordo com o IEF, os lucros recordes no setor, passada a pandemia, ajudaram a aliviar a restrição de capital, favorecendo os investimentos. Em 2024, as *majors* (IOCs), estimavam aproximadamente 50% de reinvestimento do fluxo operacional de caixa. O restante se divide em recompra de ações 27% e distribuição de dividendos 23%. Obviamente a situação pode mudar, sobretudo em função dos preços e riscos geopolíticos.

Gráfico 6 - Fluxo de caixa operacional IOCs



Fonte: extraído de IEF (2024, p.13)

Como se nota no gráfico, o fluxo de caixa das sete maiores companhias internacionais do petróleo esteve acima dos US\$ 200 bilhões de dólares nos últimos anos, em patamar superior ao período anterior à pandemia.

O relatório chama ainda atenção para as diferenças na previsão da demanda global nos próximos anos, hoje em torno dos 100 MMb/d. As previsões variam de acordo com os cenários traçados, incluindo aqueles em que as metas de descarbonização são cumpridas. Nesse caso, a IEA prevê uma demanda de 44 MMb/d em 2045. Em cenários de implementação das medidas de descarbonização mais lenta a IEA estima 73MM/b e 104 MMb/d, no cenário atual. OPEP, por outro lado aponta para uma demanda de 116 MMb/d.

Em seu último *Energy Outlook*, a British Petroleum (BP) calcula que, mantida a trajetória atual, em 2045 a demanda ficará um pouco acima dos 80 MMb/d e 40 MMb/d, em um cenário de neutralidade de carbono (BP, 2024, p. 31). Há muita incerteza em qualquer previsão que se possa fazer, no entanto, podemos esperar por uma alta demanda de petróleo nos próximos vinte anos. A

conclusão do relatório do IEF, por exemplo, aponta que o platô dos 100MMb/d pode se manter até 2050 (IEF, 2024, p. 19).

Embora a previsão da demanda futura seja difícil e carregada de incerteza, é certo que estão em curso e seguirão intensas disputas pelo atendimento dessa demanda e pela renda do petróleo que daí advém. No centro dessa disputa, os países e regiões produtoras, conforme vimos na última seção a distribuição das reservas, produção e consumo de petróleo entre as regiões, blocos e países. Expusemos também a evolução dessa indústria, que passa do controle do cartel internacional do petróleo para um mercado internacionalizado, com atuação de empresas privadas e companhias nacionais (Bina, 2017; Sauer, 2024). Na seção que segue trataremos dessas empresas, buscando caracterizar sua participação na indústria, particularmente as NOCs.

Capítulo 4 – A indústria de exploração e produção de petróleo e a atuação de suas maiores empresas

Como vimos, a onda de nacionalizações deslocou o controle da maior parte da produção para estas companhias. Desse modo, é central considerar como atuam as NOCs em seus respectivos países e além-fronteiras. A principal base de dados disponível é o National Oil Company Database, mantida pelo National Resource Governance Institute - NRGi, organização não governamental cuja iniciativa partiu do Open Society Institute e atualmente é mantida por dezenas de organizações governamentais e não governamentais⁵¹. A base de dados reúne indicadores de exploração, produção, receitas, transferências para os governos, despesas operacionais e de capital, fluxo de caixa, balanço de ativos, indicadores de eficiência entre outros. Estão reunidas informações para 52 empresas.

São consideradas NOCs todas as empresas que são de propriedade do estado ou controladas por ele, seja por maioria das ações, *golden share* ou outro mecanismo. Aqui vamos nos concentrar nas empresas com produção superior a 500 mil b/d, cujos dados estão atualizados, em sua maioria, até 2022. São elas: CNOOC Limited-China; Ecopetrol-Colômbia; Equinor-Noruega; KazMunayGas-Cazaquistão; KPC-Kuwait; ONGC-Índia; Pemex-México; Pertamina-Indonésia; Petrobras-Brasil; PetroChina-China; Petronas-Malásia; Qatar Energy-Qatar; Saudi Aramco-Arábia Saudita; Sinopec Corp-China⁵²; Sonangol-Angola; Sonatrach-Argélia; YPF-Argentina. Incluímos também as russas Gazprom e Rosneft, com dados atualizados até 2021.

Tabela 9 – Produção de petróleo e gás NOCs - 2022

<i>Empresa</i>	<i>Produção (barris equivalentes/dia)</i>
<i>Saudi Aramco</i>	13.617.000
<i>Rosneft</i>	10.002.000
<i>Gazprom</i>	9.605.643
<i>CNPC</i>	6.171.973
<i>PetroChina</i>	4.713.219
<i>Sonatrach</i>	3.554.091
<i>Petrobras</i>	2.648.000
<i>Pemex</i>	2.529.898
<i>Petronas</i>	2.434.000
<i>Sinopec Group</i>	1.978.554
<i>Equinor</i>	1.901.000

⁵¹ A lista dos financiadores do NRGi pode ser vista em: <https://resourcegovernance.org/funders>

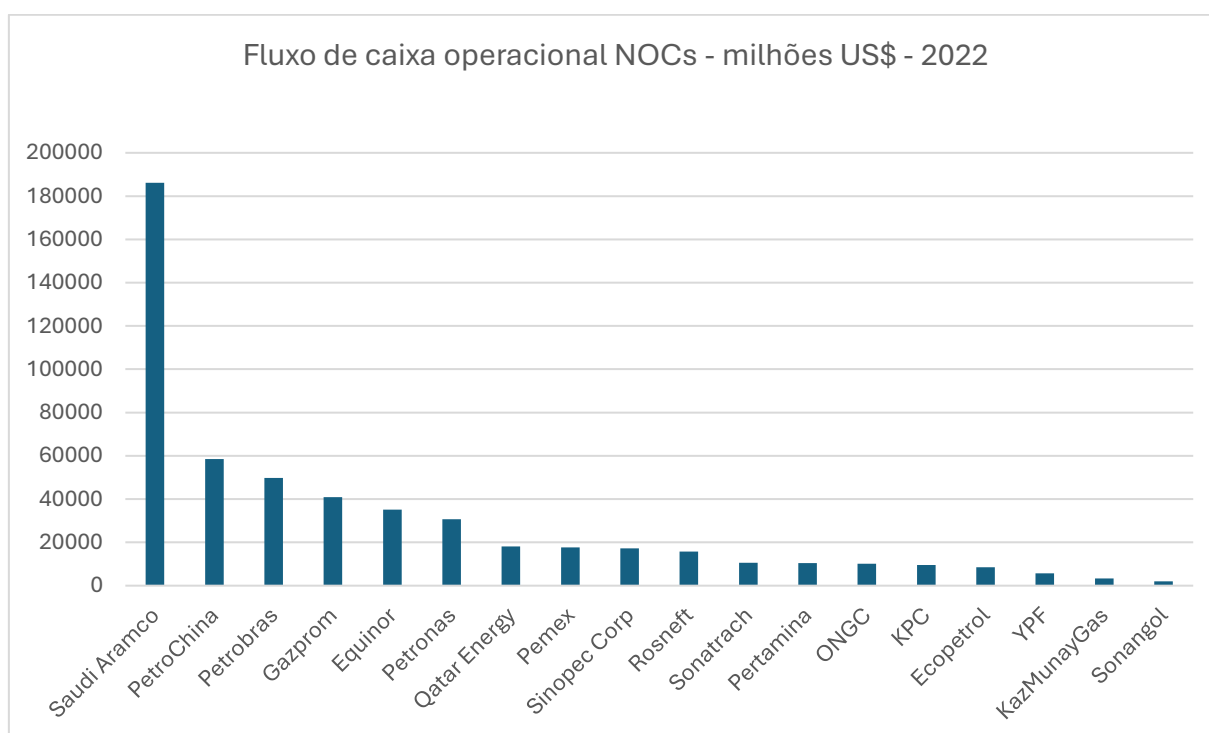
⁵² No caso das empresas Chinesas é preciso ter em conta que aparecem no banco de dados empresas controladoras e suas subsidiárias a China National Petroleum Corporation, empresa estatal, é controladora das subsidiárias

<i>CNOOC Limited</i>	1.709.715
<i>Sinopec Corp</i>	1.198.296
<i>Pertamina</i>	967.000
<i>ONGC</i>	775.682
<i>Ecopetrol</i>	709.500
<i>KazMunayGas</i>	582.976
<i>YPF</i>	473.973
<i>Total Geral</i>	65572519,7

Elaboração própria com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom, 2021.

Considerando a produção de petróleo e gás, Saudi Aramco lidera a produção, seguida pelas russas Rosneft e Gazprom, chinesas CNPC e Petrochina, a argelina Sonatrach e então a Petrobrás, seguida pela mexicana Pemex e a malaia Petronas. Faltam dados para empresas de grandes produtores como Irã e Iraque.

Gráfico 7 – Fluxo de caixa operacional NOCs



Fonte: elaboração própria com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom, 2021.

Como se pode notar, a NOC saudita ocupa o topo da geração de fluxo operacional de caixa, com US\$ 186 bi, seguida pela PetroChina US\$ 58 bi, Petrobrás US\$ 49, bi, Gazprom US\$ 40 bi e Equinor, US\$ 35 bi. É importante destacar que há companhias que são caracterizadas por sua grande produção doméstica, são os casos de Saudi Aramco, KazMunayGas, KCP, Pemex, Pertamina, Qatar Energy, Sonangol, Sonatrach, Petrobrás e YPF. E há aquelas companhias que podem ser caracterizadas como operadoras internacionalizadas, que operam fora de suas fronteiras, como são os casos da CNOOC, Equinor, Gazprom, Rosneft,

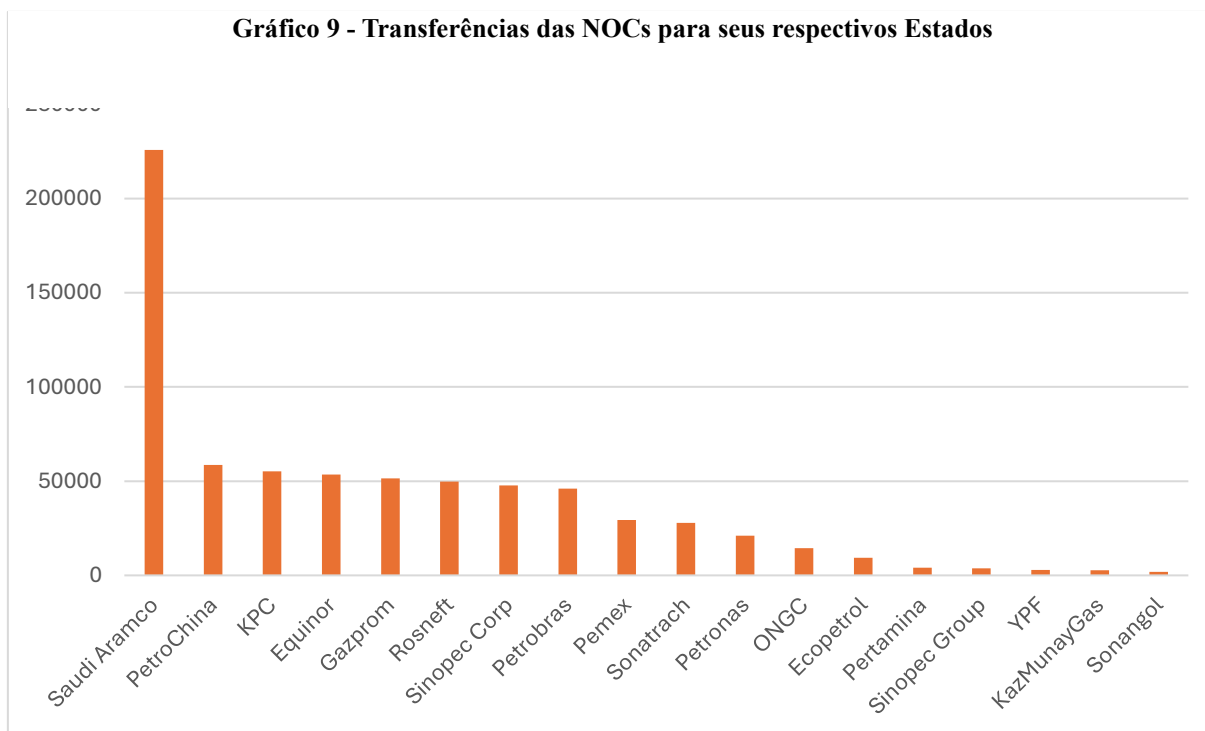
ONGC, PetroChina, Petronas, Sinopec e também, em menor grau, a Petrobrás. Note-se que, entre os países fora da OPEP, a Petrobrás apresenta o segundo maior fluxo de caixa da amostra para o período, ficando à frente de empresas com maior volume de produção, o que é um indicativo de vantagens de custos de produção.

Gráfico 8 – Lucro operacional NOCs (2022)



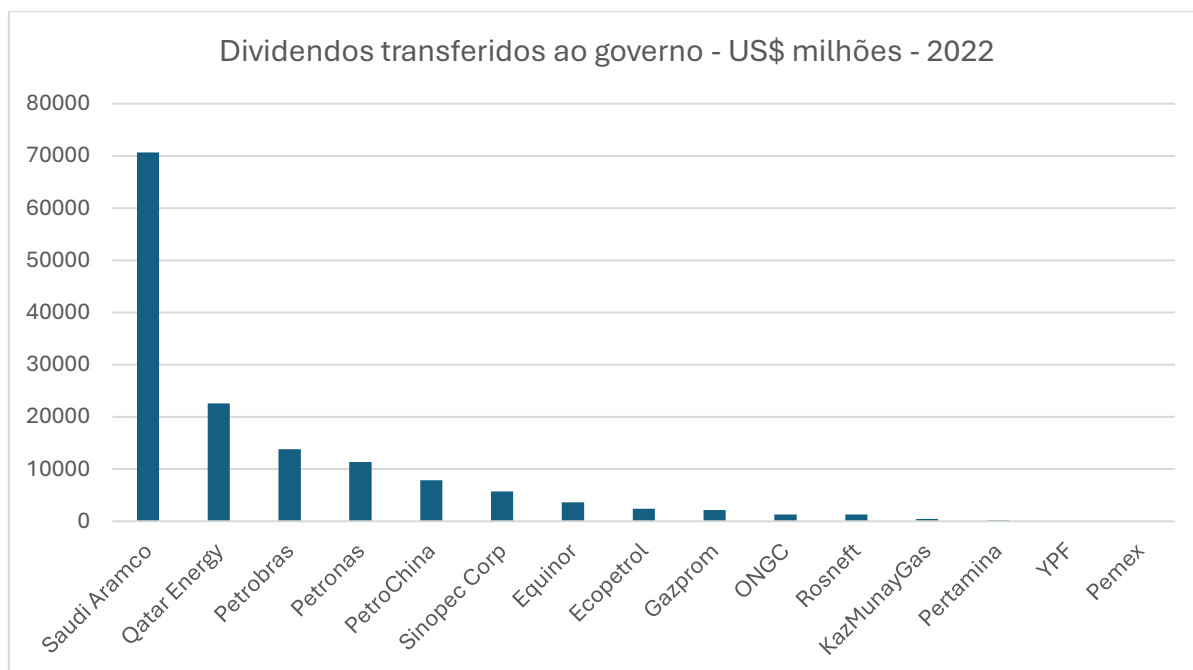
Fonte: elaboração própria, com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom, 2021.

No quesito lucratividade das operações, a Saudi Aramco também lidera, seguida por PetroChina, ONGC, Rosneft, KPC e então Petrobrás.

Gráfico 9 - Transferências das NOCs para seus respectivos Estados

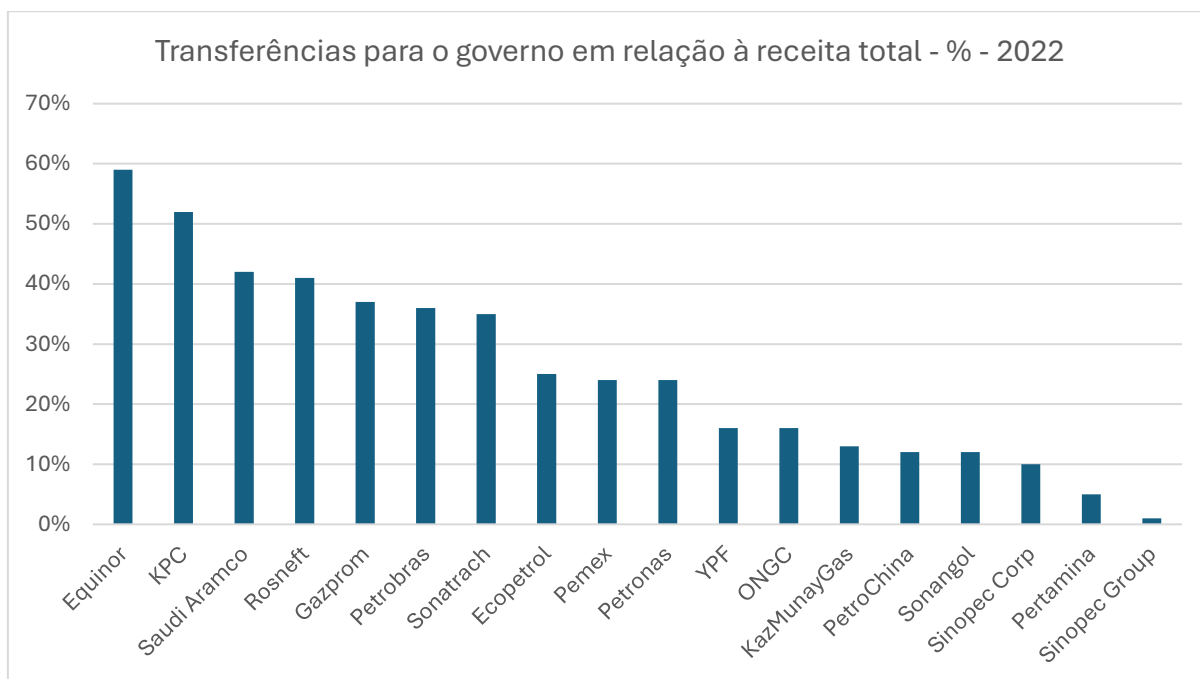
Elaboração própria com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom 2021. Inclui: dividendos, royalties, bônus de assinatura, imposto de renda, transferências diretas de receita de vendas e outras transferências.

Quando se trata das transferências para o governo, Saudi Aramco lidera, seguida por Petrochina, KPC, Equinor, Gazprom, Rosneft, Sinopec e Petrobrás. Note-se que a Petrobrás aparece como a terceira NOC em geração de fluxo operacional de caixa, a sexta em lucro operacional e a oitava em volume de transferências para o governo.

Gráfico 10 – Dividendos pagos aos respectivos Estados (2022)

Fonte: elaboração própria com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom, 2021.

Considerando as transferências por meio de dividendos a NOC do Brasil aparece em terceiro lugar. Em termo absoluto, as comparações ajudam a ter uma visão geral do volume de recursos em que as atividades da NOC estão implicadas, mas não permite maiores comparações entre as empresas, visto que o volume de produção entre elas difere bastante e, em consequência disso, os fluxos monetários também. Em termos percentuais, levando em conta o volume de transferências em relação à receita total das companhias temos o seguinte resultado.

Gráfico 11 – Transferências para o governo em relação à receita total (2022)

Fonte: elaboração própria, com base no National Oil Company Database. Dados para Rosneft e Gazprom, 2021.

A norueguesa Equinor foi a empresa que mais transferiu recursos ao governo em relação às suas receitas, no ano de 2022. Seguida da KPC, do Kwait, Saudi Aramco, Rosneft, Gazprom e então Petrobrás. Considerando a série de dados disponíveis e a média das transferências em relação a receita para cada empresa, temos a seguinte tabela:

Tabela 10 - Transferências para o governo em relação à receita total - %

EMPRESA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MÉDIA
KPC	0,53	0,55	0,57	0,54	0,51	0,55	0,53	0,56	0,54	0,50	0,52	0,51		53%
SAUDI ARAMCO						0,58	0,51	0,46	0,53	0,54	0,41	0,42	0,45	49%
ROSNEFT	0,51	0,54	0,51	0,55	0,44	0,42	0,45	0,37	0,43	0,41	0,41	0,42		46%
SONATRACH	0,52	0,59	0,59	0,54	0,46	0,46	0,31	0,25	0,23	0,29	0,35			42%
SONANGOL	0,79	0,82	0,59	0,51	0,39	0,36	0,46	0,48	0,22	0,10	0,10	0,12		41%
GAZPROM	0,36	0,35	0,32	0,42	0,34	0,30	0,34	0,34	0,43	0,40	0,37			36%
PEMEX	0,49	0,48	0,51	0,47	0,32	0,25	0,23	0,32	0,30	0,29	0,27	0,24	0,20	34%
ECOPETROL	0,40	0,41	0,48	0,39	0,22	0,21	0,22	0,26	0,30	0,24	0,17	0,25		30%
CNOCC LTD	0,35	0,33	0,29	0,28	0,18	0,17	0,18	0,24	0,22	0,17	0,20	0,30	0,25	24%
ONGC	0,29	0,27	0,26	0,28	0,32	0,37	0,23	0,20	0,15	0,23	0,16	0,16		24%
PETRONAS	0,26	0,27	0,23	0,23	0,21	0,17	0,19	0,23	0,34	0,33	0,19	0,24		24%
EQUINOR	0,22	0,21	0,18	0,16	0,12	0,09	0,16	0,17	0,15	0,06	0,27	0,59	0,65	23%
KAZMUNAYGAZ	0,24	0,26	0,23	0,71	0,52	0,26	0,11	0,10	0,09	0,09	0,10	0,13	0,10	23%
PETROBRAS	0,18	0,15	0,13	0,11	0,09	0,07	0,13	0,19	0,38	0,13	0,28	0,36	0,35	20%
CNPC	0,13	0,11	0,11	0,10	0,11	0,12	0,10	0,11	0,25	0,27	0,25	0,27		16%
YPF	0,16	0,14	0,19	0,19	0,22	0,10	0,09	0,19	0,11	0,10	0,13	0,16	0,16	15%
PETROCHINA	0,18	0,15	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,12		13%
SINOPEC CORP	0,09	0,08	0,08	0,08	0,13	0,14	0,11	0,11	0,10	0,12	0,11	0,10		10%
PERTAMINA	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,06	0,08	0,06	0,06	0,05	0,05		6%

Fonte: elaboração própria, com base no National Oil Company Database.

Como podemos notar, a Petrobrás, embora ocupe as primeiras posições em volume de produção e lucratividade, quando se trata de transferência para os governos, na média, está bastante atrás de suas congêneres. Aqui vale destacar a propriedade das companhias. No NOC Data Base é possível identificar quais empresas têm ações negociadas em bolsa. Considerando as companhias com produção superior a 500K b/d, que não são listadas, temos:

Quadro 2 – NOCs não listadas em bolsas de valores

Empresa	País
ADNOC	Emirados Árabes Unidos
Basra Oil Company	Iraque
CNOOC	China
CNPC⁵³	China
KazMunayGas	Cazaquistão
KPC	Kuwait
NIOC	Iran
NNPC	Nigéria
NOC Libya	Líbia
PDVSA	Venezuela
Pemex	México
Pertamina	Indonésia
Petronas	Malaysia
Qatar Energy	Qatar
Turkmengaz	Turcomenistão
Sinopec Group	China
Sonangol	Angola
Sonatrach	Argélia

Elaboração própria, com base no National Oil Company Database

Tomando a mesma base de dados, as NOCs com produção superior a 500k b/d listadas nos mercados de ações são as seguintes:

Quadro 3 – NOCs listadas em bolsas de valores

Empresa	País	Ações pertencentes ao governo
CNOOC Limited	China	Sem informação
Ecopetrol	Colômbia	88,49%
Equinor	Noruega	67%
Gazprom	Rússia	50,23%
ONGC	Índia	Sem informação
Petrobras	Brasil	29%
PetroChina	China	Sem informação
Rosneft	Rússia	69,50%
Saudi Aramco	Arábia Saudita	98,27%
Sinopec Corp	China	Sem informação

⁵³ A China Nacional Petroleum Corporation é uma empresa integrada de propriedade do estado chines. A companhia atua diretamente e por meio de suas subsidiárias Petrochina, China Nacional Oil and Gás Exploration and Development Corporation, China Petroleum Pipeline Bureau e CNPC capital. Do mesmo modo a CNOOC em relação à CNOOC Limited e o Sinopec Group em relação à Sinopec Corp. As subsidiárias são listadas em bolsa.

YPF	Argentina	51%
------------	------------------	------------

Fonte: elaboração própria com base no National Oil Company Database

Não há dados disponíveis para todas as companhias. No entanto, para efeito de comparação, entre as grandes empresas produtoras para as quais há dados, a Petrobrás possui a menor participação governamental na distribuição acionária. O banco de dados considera apenas os 29% diretamente pertencentes à União, mas mesmo adicionando os 8% em poder do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), têm-se apenas 37% do capital social da companhia nas mãos do estado nacional, o que ajuda a explicar o patamar médio inferior de transferências ao governo, em relação às receitas, em comparação às demais NOCs, conforme visto na tabela 6.

Em 2024, o preço médio de produção por barril equivalente da Petrobrás foi US\$ 6,05/boe⁵⁴. Quando somados royalties, participação especial e retenção de área, o custo médio sobe para US\$ 19,73/boe. Adicionando os custos de afretamento de plataformas, o custo de produção da Petrobrás foi de US\$ 22,24/boe. A Petrobrás repassou ao governo, por meio de royalties e participação especial, US\$ 13,68/boe, operando em um mercado em que o Brent médio esteve em US\$ 80,76. A produção comercial da Petrobrás, em 2024, foi de 2,4 MMboe/dia. A margem EBITDA (Earnings Before Interest, Depreciation and Amortization, ou em português Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) do segmento de exploração e produção foi de 63%⁵⁵ (PETROBRAS, 2025, p.20). A diferença entre os custos, incluídos aí royalties, participações e retenção de área, e o preço de mercado é de US\$ 58,52/boe. Neste ano foram distribuídos US\$ 18,3 bilhões em dividendos. Parte seguiu para o governo e parte para os acionistas privados.

Isto ilustra mais um meio de apropriação das rendas do petróleo. A disputa que aparece em torno dos regimes de propriedade entre governos e empresas, como não poderia deixar de ser, responde ao movimento do capital financeiro, a forma capitalista de nossa época, em que o capital centralizado e concentrado se espalha por todas as direções em busca de valorização. Por isso, a pressão permanente por uma participação cada vez maior do capital privado nas empresas nacionais de petróleo. Como vimos, das empresas do NOC Database, a Petrobrás é aquela com maior participação do capital privado em seu capital social.

Não podemos deixar de lado, no entanto, a busca por valorização e renda do petróleo realizada diretamente pelas companhias privadas de petróleo. A existência e atuação de NOCs,

⁵⁴ No pré-sal o custo foi US\$ 3,91/boe.

⁵⁵ Grosso modo, significa dizer que de cada dólar de receita com venda, 0,63 cents permanecem como lucro operacional, antes de juros, impostos e amortizações.

em geral, não exclui a atuação de outras companhias em regiões petrolíferas. Embora, como vimos, as NOCs cumpram um papel central na produção, e seu surgimento e fortalecimento tenha se dado como alternativa à atuação do cartel das sete irmãs, combinada a mudanças do regime de propriedade, notadamente a adoção da partilha de produção, possibilitando aos Estados Nacionais maior participação na renda do petróleo, as chamadas *major* seguem espalhadas pelo mundo explorando petróleo e coletando renda.

No que diz respeito a atuação das demais companhias, tomamos a base de dados “Global Oil & Gas Exit List – GOGEL”⁵⁶, organizada e mantida pela ONG alemã *Urgewald e.V.*⁵⁷. Os dados para base utilizada no GOGEL são fornecidos RystardEnergy⁵⁸, consultoria norueguesa, especializada em fornecer informação para o setor energético, particularmente petróleo e gás. Tomaremos aqui a base de dados utilizada no relatório do GOGEL mais recente, publicada em 2025, com informações de 2023. No caso de comparações entre companhias internacionais e NOCS, utilizaremos os dados presentes na GOGEL, que reúne empresas que respondem por 90% da produção global.

⁵⁶ Mais informações sobre GOGEL podem ser encontradas em: <https://gogel.org/about>

⁵⁷ *Urgewald e.V.* tem como principal linha de ação impedir a expansão dos combustíveis fósseis por meio de ‘advocacy’ junto ao setor financeiro, particularmente bancos e fundos. Mais informações sobre *Urgewald e.V.* podem ser encontradas em: <https://www.urgewald.org/who-we-are-what-we-do>

⁵⁸ São utilizados também relatórios das companhias e informações do Global Energy Monitor - GEM, outra iniciativa do terceiro setor. Informações sobre projetos de infraestrutura no midstream e termoelétricas presentes no GOGEL são fornecidas pelo GEM.

Quadro 4 - Petroleiras com produção superior a 200 MMboe, em 2023

Empresa mãe	Subsidiária	País Sede	Tipo	Produção MMboe
Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco)		Saudi Arabia	NOC	4673,7
National Iranian Oil Company (NIOC)		Iran	NOC	3055,7
PJSC Gazprom		Russia	NOC	2973,8
China National Petroleum Corporation (CNPC)		China	INOC	2299,9
China National Petroleum Corporation (CNPC)	PetroChina Co.Ltd	China	INOC	2078,9
PJSC Rosneft Oil Company		Russia	NOC	1782,4
Exxon Mobil Corporation		USA	Major	1625,0
Chevron Corporation		USA	Major	1343,5
Kuwait Petroleum Corporation (KPC)		Kuwait	NOC	1191,3
Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)		UAE	NOC	1169,7
Shell plc		U. Kingdom	Major	1149,7
BP plc		U. Kingdom	Major	1011,0
Sonatrach SpA		Algeria	NOC	1010,4
TotalEnergies SE		France	Major	962,9
PJSC LUKOIL		Russia	Integrated	935,4
Petroleo Brasileiro SA – Petrobras		Brazil	NOC	902,5
Petroleos Mexicanos (PEMEX)		Mexico	NOC	885,3
ConocoPhillips		USA	Independent	789,2
Equinor ASA		Norway	INOC	753,1
China National Offshore Oil Corporation	CNOOC Ltd	China(HK)	INOC	747,9
Eni SpA		Italy	Major	705,9
China Petrochemical Corporation (Sinopec Group)		China	INOC	630,4
PAO NOVATEK		Russia	Industrial	576,0
Petroliaam Nasional Bhd (PETRONAS)		Malaysia	INOC	548,3
China Petrochemical Corporation (Sinopec)	Sinopec Corp	China	NOC	484,0
Canadian Natural Resources Ltd (CNRL)		Canada	Independent	469,7

EOG Resources Inc		USA	Independent	450,9
PJSC Surgutneftegas		Russia	Integrated	444,3
EQT Corporation		USA	Independent	385,7
Turkmengaz State Concern		Turkmenistan	NOC	379,1
Oil and Natural Gas Corporation Ltd (ONGC)		India	INOC	363,6
Petoro AS		Norway	NOC	363,1
Petroleos de Venezuela SA (PDVSA)		Venezuela	NOC	350,5
Southwestern Energy Company		USA	Independent	329,4
National Oil Corporation (NOC)		Libya	NOC	326,1
Pioneer Natural Resources Company		USA	Independent	311,0
PT Pertamina (Persero)		Indonesia	INOC	302,3
Devon Energy Corporation		USA	Independent	292,1
Coterra Energy Inc		USA	Independent	288,0
Cenovus Energy Inc		Canada	Integrated	284,6
Suncor Energy Inc		Canada	Integrated	275,8
Chesapeake Energy Corporation		USA	Independent	267,8
Ecopetrol AS		Colombia	NOC	261,9
Basra Oil Company (BOC)		Iraq	NOC	247,0
Wintershall Dea AG		Germany	Independent	242,4
Ovintiv Inc		USA	Independent	241,7
PTT Public Company Ltd	PTTEP	Thailand	INOC	240,0
Antero Resources Corporation		USA	Independent	235,9
INPEX Corporation		Japan	Industrial	235,2
Continental Resources Inc		USA	Independent	232,3
Samruk-Kazyna JSC	KazMunayGas	Kazakhstan	NOC	213,1
Energy Development Oman SAOC (EDO)		Oman	Exploration Company	212,8
PJSC Tatneft		Russia	Integrated	211,2
Diamondback Energy Inc		USA	Independent	204,8
JSC Uzbekneftegaz		Uzbekistan	NOC	199,1

Fonte: elaboração própria com, dados da Global Oil & Gas Exit List, 2025

A base de dados Global Oil & Gas Exit List (GOGEL) toma os dados de produção total, para o ano, por isso selecionamos as companhias com produção superior a 200 milhões boe/ano, o que implica produção superior a 500 mil boe/d, conforme adotamos ao filtrar os dados do NOC Database. Notamos que a base GOGEL agrupa informações de NOCs que não apareciam no NOC Database, sobretudo para anos mais recentes. É o caso da National Iranian Oil Company, segunda maior produção, em 2023. É preciso levar em conta também a categorização feita pela Rystad para as companhias. NOC, como sabemos é National Oil Company; INOC é uma NOC com atividades internacionais substanciais; Integrated são as companhias privadas integradas, que atuam em todos os segmentos da indústria de petróleo gás; Independent designa as companhias com foco em exploração e produção, com produção superior a 50kboe/d; Industrial são empresas que apresentam produção de petróleo e gás, mas operam em vários ramos industriais; *major* são as seis grandes companhias multinacionais: ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total Energies e Eni.

Conforme mostra a tabela, as seis primeiras companhias em volume de produção em 2023 são NOCs, quatro com produção baseada em seus países de origem (Arábia Saudita, Irã e Rússia) e duas com operação internacionalizada (China). Em seguida aparecem ExxonMobil e Chevron. Juntas, as seis *major* somaram uma produção de 6,798 bilhões de boe, em 2023. As NOCs que ocupam as seis primeiras posições produziram 16,864 bilhões de boe.

Nesse ano, a Petrobrás foi a 15ª companhia em volume de produção. Na base de dados do GOGEL, as NOC e INOC responderam por 53,73% da produção, enquanto as *major* ficaram com 11,17%. As companhias com controle estatal, sem dúvida, lideram em volume de produção. No entanto, é um erro pensar que reinam absolutas. Os produtores privados responderam por 46,27% da produção. Sem contar sua participação por meio de empresas estatais listadas. Dessa forma, temos um retrato da fase atual de globalização competitiva da indústria de petróleo conforme colocado por Bina (1989). A internacionalização das empresas também ilustra esse quadro. Quando olhamos para presença internacional, as *major* lideram com folga, seguidas pelas INOC, em número de países em que atuam na exploração e produção. Conforme quadro a seguir.

Quadro 5 – Petroleiras x países em que produzem (2023)

Empresa	Países em que produz
Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco)	Neutral Zone (Saudi Arabia/Kuwait), Saudi Arabia
National Iranian Oil Company (NIOC)	Iran, United Kingdom, Azerbaijan
China National Petroleum Corporation (CNPC)	Australia, Indonesia, China, Vietnam, Iraq, UAE, Oman, Chad, Niger, Algeria, Peru, Venezuela, Canada, Kazakhstan, Uzbekistan, Turkmenistan, Mongolia, UAE, Syria, Sudan, South Sudan, Mozambique, Brazil, Ecuador, Russia, Thailand
PetroChina Company Ltd	Australia, Indonesia, China, Vietnam, Iraq, UAE, Oman, Chad, Niger, Algeria, Peru, Venezuela, Canada, Kazakhstan, Uzbekistan, Turkmenistan, Thailand
PJSC Rosneft Oil Company	Iraq, Egypt, Russia, Kazakhstan
Exxon Mobil Corporation	Australia, Papua New Guinea, Indonesia, Malaysia, Thailand, Iraq, Qatar, UAE, Yemen, Mozambique, Angola, Nigeria, Equatorial Guinea, Argentina, Guyana, USA, Canada, United Kingdom, Germany, Netherlands, Kazakhstan, Azerbaijan
Chevron Corporation	Australia, Indonesia, China, Thailand, Myanmar, Bangladesh, Iraq, Neutral Zone (Saudi Arabia/Kuwait), Israel, Angola, Republic of the Congo, Nigeria, Equatorial Guinea, Argentina, Venezuela, USA, Canada, United Kingdom, Kazakhstan
Kuwait Petroleum Corporation (KPC)	Australia, Indonesia, Malaysia, Pakistan, Kuwait, Neutral Zone (Saudi Arabia/Kuwait), Yemen, Egypt, Canada, Norway
Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)	New Zealand, Malaysia, UAE, Libya, Norway, Romania, Azerbaijan
Shell plc	Australia, Malaysia, Brunei, China, Iraq, Qatar, UAE, Oman, Syria, Egypt, Nigeria, Tunisia, Brazil, Argentina, Bolivia, Peru, Trinidad and Tobago, USA, Canada, United Kingdom, Norway, Germany, Netherlands, Italy, Russia, Kazakhstan
BP plc	Australia, Indonesia, India, Iraq, UAE, Oman, Egypt, Angola, Algeria, Mauritania, Argentina, Bolivia, Trinidad and Tobago, Mexico, USA, United Kingdom, Norway, Azerbaijan
Sonatrach SpA	Algeria, Peru
TotalEnergies SE	Australia, Indonesia, Brunei, China, Thailand, Iraq, Qatar, UAE, Oman, Yemen, Syria, Egypt, Libya, Angola, Republic of the Congo, Gabon, Nigeria, Algeria, Brazil, Argentina, Bolivia, Colombia, USA, Canada, United Kingdom, Norway, Denmark, Netherlands, Italy, Russia, Kazakhstan, Azerbaijan
PJSC LUKOIL	Iraq, Egypt, Republic of the Congo, Mexico, Russia, Kazakhstan, Uzbekistan, Azerbaijan
Petroleo Brasileiro SA – Petrobras	Brazil, Argentina, Bolivia, Mexico, USA
Petroleos Mexicanos (PEMEX)	Mexico
ConocoPhillips	Australia, Malaysia, China, Qatar, Libya, USA, Canada, Norway
Equinor ASA	Libya, Angola, Nigeria, Algeria, Brazil, Argentina, USA, Canada, Ireland, United Kingdom, Norway, Azerbaijan

China National Offshore Oil Corporation	Australia, Indonesia, China, Iraq, UAE, Nigeria, Brazil, Argentina, Bolivia, Colombia, Guyana, Trinidad and Tobago, Mexico, USA, Canada, United Kingdom, Russia
CNOOC Ltd	Australia, Indonesia, China, Iraq, UAE, Nigeria, Brazil, Argentina, Bolivia, Colombia, Guyana, Trinidad and Tobago, Mexico, USA, Canada, United Kingdom, Russia
Eni SpA	Australia, Timor-Leste, Indonesia, China, Iraq, UAE, Oman, Egypt, Libya, Mozambique, Angola, Republic of the Congo, Nigeria, Ghana, Cote d'Ivoire, Algeria, Tunisia, Venezuela, Mexico, USA, United Kingdom, Norway, Italy, Kazakhstan, Turkmenistan
China Petrochemical Corporation (Sinopec Group)	Indonesia, China, Angola, Gabon, Ecuador, Mexico, Russia, Kazakhstan, Australia, Mongolia, Iraq, Yemen, Syria, Egypt, South Sudan, Cameroon, Nigeria, Algeria, Brazil, Colombia, Trinidad and Tobago, USA, Canada, United Kingdom, Azerbaijan
PAO NOVATEK	Russia
Petrolia Nasional Bhd (PETRONAS)	Australia, Indonesia, Malaysia, Malaysia/Thailand, Vietnam, Iraq, Oman, Egypt, Chad, South Sudan, Brazil, Argentina, Canada, Ireland, Turkmenistan
China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec Corp)	Indonesia, China, Angola, Gabon, Ecuador, Mexico, Russia, Kazakhstan
Canadian Natural Resources Ltd (CNRL)	Cote d'Ivoire, Canada, United Kingdom
EOG Resources Inc	Trinidad and Tobago, USA
PJSC Surgutneftegas	Russia
EQT Corporation	USA
Turkmengaz State Concern	Turkmenistan
Oil and Natural Gas Corporation Ltd (ONGC)	Vietnam, Myanmar, India, UAE, Syria, South Sudan, Brazil, Colombia, Venezuela, Russia, Azerbaijan
Petoro AS	Norway
Petroleos de Venezuela SA (PDVSA)	Venezuela
Southwestern Energy Company	USA
National Oil Corporation (NOC)	Libya, Algeria
Pioneer Natural Resources Company	USA
PT Pertamina (Persero)	Indonesia, Malaysia, Iraq, Algeria, USA
Devon Energy Corporation	USA
Coterra Energy Inc	USA
Cenovus Energy Inc	Indonesia, China, Canada
Suncor Energy Inc	Libya, Canada, United Kingdom
Chesapeake Energy Corporation	USA
Ecopetrol AS	Colombia, USA
Basra Oil Company (BOC)	Iraq
Wintershall Dea AG	Egypt, Libya, Algeria, Argentina, Mexico, United Kingdom, Norway, Denmark, Germany, Netherlands, Russia
Ovintiv Inc	USA, Canada

PTT Exploration and Production Public Company Ltd (PTTEP)	Indonesia, Malaysia, Malaysia/Thailand, Vietnam, Thailand, Myanmar, UAE, Oman, Algeria, Kazakhstan
Antero Resources Corporation	USA
INPEX Corporation	Australia, Timor-Leste, Indonesia, Japan, Malaysia, Vietnam, UAE, Egypt, Angola, Mexico, USA, Canada, Norway, Russia, Kazakhstan, Azerbaijan
Continental Resources Inc	USA
JSC NC KazMunayGas (KMG)	Kazakhstan
Energy Development Oman SAOC (EDO)	Oman
PJSC Tatneft	Syria, Russia
Diamondback Energy Inc	USA
JSC Uzbekneftegaz	Kyrgyzstan, Uzbekistan, Turkmenistan

Fonte: elaboração própria, com dados da Global Oil & Gas Exit List, 2025.

Aqui, podemos chamar atenção para dois aspectos. Retomando a **Tabela 3** (p.56) temos os países com maiores produções de petróleo em 2023. A lista é encabeçada por Estados Unidos seguido por Arábia Saudita, Rússia, Canadá, Irã, Iraque, China, EAU, Brasil, Kuwait, México, Noruega, Cazaquistão, Catar e Nigéria.

Dentre os quinze maiores produtores de petróleo, apenas EUA e Canadá não têm participação estatal no setor por meio de NOC. Por outro lado, nos grandes produtores em que há atuação das Companhias Nacionais, aparece ao lado destas as major, assim como companhias nacionais com operação internacional (INOCs), companhias integradas e independentes.

Quadro 6 – Presença de empresas estrangeiras em países com maior produção de petróleo

País	Empresas Estrangeiras com atuação exploração e produção
Estados Unidos	Total Energies, Shell, Eni, Sinopec, BP, CNOOC, INPEX, Equinor, Petrobrás, Pertamina, Ecopetrol
Arábia Saudita	Chevron
Rússia	Shell, Sinopec, ONGC, Wintershall Dea AG
Canadá	Total Energies, Shell, Sinopec, ExxonMobil, Chevron, Petrochina, CNOOC, INPEX, Equinor, Petronas, KPC, ConocoPhillips, Ovintiv Inc
Irã	--
Iraque	PetroChina, Rosneft, ExxonMobil, Chevron, Shell, BP, Total, Lukoil, CNOOC, Eni, Sinopec, Petronas, Pertamina
China	Chevron, Total, ConocoPhillips, Eni, Cenovus Energy
Emirados Árabes Unidos	PetroChina, Exxon, Shell, BP, Total, CNOOC, Eni, ONGC, PTTEP, INPEX
Brasil	PetroChina, Shell, Total, Equinor, CNOOC, Sinopec, Petronas, ONGC

Kwait	Chevron, Saudi Aramco
México	BP, LUKOIL, Petrobrás, CNOOC, Eni, Sinopec, Wintershall Dea AG, INPEX
Noruega	Total Energies, ConocoPhillips, Eni, Wintershall Dea AG, INPEX, KPC, ADNOC, Shell, BP
Cazaquistão	Petrochina, Rosneft, Exxon, Chevron, Shell, Total Energies, LUKOIL, Eni, Sinopec, PTTEP, INPEX
Catar	Total Energies, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell
Nigéria	Equinor, CNOOC, Eni, Sinopec, ExxonMobil, Chevron, Shell, Total Energies

Fonte: elaboração própria com dados da Global Oil & Gas Exit List, 2025.

Dos quinze maiores produtores de petróleo, apenas o Irã não registra atuação de outras empresas no *upstream*, apenas a National Iranian Oil Company (NIOC) aparece no banco de dados. A NOC iraniana tem presença também no Reino Unido⁵⁹ e Azerbaijão. Importante lembrar que aqui estamos falando das empresas com produção superior a 500k b/d. Há companhias com produção menor atuando em muitos destes países.

Dentre as empresas listadas no quadro 4, Total Energies é aquela com presença em maior número de países, são 32. A Companhia Nacional de Petróleo da China (CNPC) e Shell vêm em seguida com 26. Eni e Sinopec 25. ExxonMobil 22, Chevron 19, BP 18, PetroChina e CNOOC 17, INPEX 16 e Petronas 15.

Não temos os dados individualizados de produção das empresas em cada um dos países em que atuam. Mas uma aproximação que podemos fazer é a relação entre a produção da empresa nacional e produção do país. Aqui utilizaremos os dados de 2023 do GOGEL para as empresas e do Statistical Review of World Energy, do Energy Institute (EI) (2024) para os países, conforme já utilizado na **tabela 3⁶⁰**.

Quadro 7 – Produção dos países em relação à produção das NOCs - MMboe/ano (Rússia-Nigéria)

País	Produção país	Produção NOCs	NOC/País
Russia	7730,8	4756	62%
Saudi Arabia	4874,9	4674	96%
Iran	3284,7	3056	93%
China	3005,7	5757	192%
Qatar	1784,9	1039	58%

⁵⁹ Por meio da subsidiária Iranian Oil Company UK Ltd (IOC) NIOC atua em atividades de exploração, desenvolvimento e produção na Plataforma Continental do Reino Unido (UKCS) do Mar do Norte. A empresa atualmente tem 50% de participação no Bloco 3/29a (Rhum) no Mar do Norte.

⁶⁰ Os dados da tabela 3, bem como de toda primeira parte deste trabalho não contabilizam a produção de gás natural. Como os dados do GOGEL consideram barris equivalentes de petróleo e gás natural, convertamos - com base na convenção 1000m³ gás = 1m³ petróleo = 6,289941 barris - a produção de gás natural e somamos à de petróleo.

United Arab Emirates	1780,9	1194	67%
Iraq	1652,2	490,3	30%
Norway	1471,6	1116	76%
Brazil	1425,7	902,5	63%
Kuwait	1146,6	1191	104%
Mexico	968,4	885,3	91%
Kazakhstan	884,3	213,1	24%
Nigeria	837,1	348,6	42%

Fonte: elaboração própria com dados do SRWE (EI, 2024) e Global Oil & Gas Exit List (2025).

Estes dados só podem ser vistos como uma aproximação. No caso de países com pouca presença de companhias estrangeiras e no caso de NOCs sem atuação fora de suas fronteiras, o retrato é mais fiel. Como são os casos de Irã, Arábia Saudita, México, Qatar, Iraque, Brasil, Emirados Árabes, Cazaquistão e Nigéria. No caso das empresas Chinesas, sua produção é quase o do dobro da produção do país, indicando o alto grau de internacionalização destas companhias. Nos casos de Rússia e Noruega, estes países possuem alto volume de produção e suas NOC possuem presença importante no exterior, não sendo possível maiores conclusões apenas com as informações do quadro.

Vale fazer o mesmo exercício para países com produção significativa e atuação de NOCs que não têm produção internacional significante.

Tabela 11 – Produção dos países em relação à produção das NOCs - MMboe/ano (Líbia-Argentina)

País	Produção País	Produção NOC⁶¹	NOC/País
Líbia	566,54	326,1	58%
Venezuela	498,148	350,5	70%
Turcomenistão	550,91	379,1	69%
Angola	419,78	96,4	23%
Argélia	1152,69	1010,4	88%
Colômbia	359,57	261,9	73%
Argentina	653,57	178,6	27%

Fonte: elaboração própria, com dados do SRWE (EI, 2024) e Global Oil & Gas Exit List (2025)

A exposição até aqui ajuda a entender como está organizado a indústria de petróleo, e corrobora aquilo que vimos quando tratamos da evolução da indústria, que culmina em alto grau de internacionalização. Está posto, portanto que, sim, a empresas estatais (NOC e INOC) respondem por mais da metade da produção. No entanto, há dezenas de grandes empresas privadas espalhadas pelas regiões produtoras competindo para ampliar sua produção e participação nas reservas. É preciso considerar também que parte importante dos lucros destas

⁶¹ NOC Libya, PDVSA, Turkmengaz, Sonangol, Sonatrach, Ecopetrol, YPF

empresas estatais, neste caso lucro + renda, é distribuída ao capital privado por meio de sua participação acionária nas companhias. Nas regiões produtoras, com raras exceções, há, portanto, atuação de empresas estatais e privadas, nacionais e internacionais, competindo por sua fatia na produção e na renda do petróleo. Neste cenário, os regimes de exploração e produção são um elemento determinante nesta disputa.

Capítulo 5 – A propriedade mais uma vez: os regimes de exploração de petróleo

Existem centenas de arranjos comerciais entre empresas e governos para exploração, produção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural. Nos marcos mais gerais que nos propomos a analisar aqui, cabe destacar os regimes fiscais usais, sobre os quais são construídos termos específicos em cada região produtora.

A classificação usual para os regimes fiscais é apresentada por Jhonston (1994 *apud* Accurso, Almeida, 2013, p.7), com a divisão dos regimes em duas famílias: sistema de concessões, que permite apropriação privada do petróleo; sistemas contratuais, com propriedade estatal dos recursos. No caso dos contratos, os mais comuns são os de partilha de produção ou prestação de serviços. Grosso modo, na concessão, o proprietário concede ao concessionário a propriedade sobre o petróleo produzido na região, mediante o pagamento de royalties. No caso dos contratos de partilha de produção ou serviço, o que é produzido pertence ao proprietário do subsolo, como vimos, na maioria dos casos, ao Estado Nacional. Sauer e Rodrigues (2016) destacam ainda o monopólio estatal como o quarto modelo regulatório.

Na concessão o direito de exploração sobre as áreas é licitado ou ofertado em leilão às empresas, que, por sua conta e risco, têm direito sobre o que é produzido, mediante pagamento dos royalties e impostos estabelecidos. A concessão pode prever também pagamentos de bônus de assinatura e outras compensações. O regime de concessão está espalhado praticamente por todas as regiões produtoras, com destaque para EUA, UK, Noruega e Brasil (Lucchesi, 2011, p. 19 e 20).

Usualmente, estabelece-se o pagamento de royalties a partir do início da produção comercial, com o cálculo da parcela correspondente aos royalties sendo feito sobre a receita bruta. Incidem ainda sobre a companhia concessionária impostos e taxas (Lucchesi, 2011, p. 21).

Nos contratos a principal diferença diz respeito à propriedade do petróleo, que continua pertencendo ao Estado após sua extração. A remuneração da empresa é feita em dinheiro ou petróleo, de acordo com o que prevê o contrato. No caso dos contratos de partilha de produção – *Production Sharing Contracts* (PSC) –, a participação estatal é mais ativa, seja diretamente ou por meio de sua NOC. Neste caso, o resultado do empreendimento é dividido entre o Estado e a empresa operadora ou consórcio.

Nos contratos de partilha, em caso de sucesso na produção comercial, uma parcela da receita deve recuperar os custos de exploração e produção, cujo limite é estabelecido no contrato. O petróleo excedente, chamado óleo lucro, é dividido entre o operador e o governo. Incorrem ainda sobre óleo lucro das empresas impostos, bônus de performance etc. Normalmente, a parte do óleo lucro segue para o governo por meio da participação da empresa estatal no consórcio. Neste regime, o estado arrecada com os royalties, quando previstos, que incidem sobre a receita bruta; recebem sua parcela em óleo lucro; e arrecadam por meio dos impostos que incidem sobre as operadoras. Os contratos de partilha surgiram como alternativas às concessões e é bastante praticado nas regiões produtoras da África, Rússia, Oriente Médio e Ásia (Lucchesi, 2011).

No caso dos contratos de serviço, exploração e produção são executadas pela empresa como um serviço prestado. O contrato não dá direito ao operador sobre os resultados da prospecção. Estes contratos podem ser puros ou de risco. No caso dos contratos de risco, o operador atua por conta, não sendo ressarcido em caso de insucesso. No contrato de tipo *Pure Service Contract* a empresa é remunerada de acordo com as cláusulas do contrato, independentemente dos resultados da exploração. Os contratos de prestação de serviço são utilizados, sobretudo, em países com monopólio estatal da produção, por exemplo, no Irã, México, Bolívia e Venezuela⁶² (Lucchesi, 2011). Os contratos de prestação de serviço podem estar inseridos em um modelo regulatório de monopólio estatal, em países que precisam ou estão dispostos a autorizar a participação de empresas privadas estrangeiras (Sauer, 2016)

Ainda de acordo com Lucchesi (2011), nas comparações entre os regimes de produção em cada região, uma variável a se considerar é o *Government Take* ou participação governamental, que equivale a receita do governo no projeto, usualmente calculada pela relação $\text{Receita do Estado} / (\text{Receita Líquida do Operador} + \text{Receita do Estado})$. No caso do regime de concessão, a participação do governo é a soma dos royalties, bônus de assinatura, receitas extraordinárias, mais os impostos; no caso da partilha entra na conta a parcela de óleo lucro que cabe ao governo. Os regimes podem, seja pela legislação local ou pelos termos dos contratos ser mais ou menos progressivos. Por exemplo, atrelar o pagamento de royalties ao volume de produção possibilita maior participação do governo do que nos casos em que há uma alíquota fixa. Além disso, o tamanho da participação do governo nos projetos é usualmente incorporado como elemento da destinação das áreas nos leilões, em favor das firmas que oferecem montantes maiores aos governos (Lucchesi, 2011).

⁶² A Venezuela se destaca também pela formação de Joint Ventures entre a PDVSA e companhias internacionais.

A internacionalização da indústria do petróleo, vista na seção anterior, foi marcada por disputas em relação aos regimes de exploração. Como vimos, as primeiras concessões foram realizadas em desfavor das regiões produtoras em benefício do cartel das Sete Irmãs, não sendo exagero dizer que possuíam caráter de dominação colonial, com longos prazos de duração, estendidas virtualmente para toda extensão dos países. Havia pagamento de módicos bônus de assinatura e royalties fixos sobre volume produzido. Na maioria dos casos, as empresas eram isentas do pagamento de impostos e o governo não tinha qualquer participação nas decisões operacionais (Lucchesi, 2011).

O período de transição (1950-1970) foi marcado por uma profunda transformação na indústria. As mudanças nos regimes de exploração e produção foram parte disso, passando a prevalecer contratos que possibilitassem maior controle estatal nacional, dando espaço aos contratos de partilha. O primeiro deles foi assinado em “1968 na Indonésia entre a empresa Independent Indonesian American Petroleum Co. (empresa independente de Denver, Colorado) com a estatal Permina, hoje Pertamina” (Bindemann, 1999 *apud* Lucchesi, 2011, p. 34).

Muitos estudos procuram medir, estimar e comparar a participação governamental nos diferentes países produtores. Martén *et al.* (2015), por exemplo, encontra as seguintes médias de participação governamental entre 2009 e 2014: Argélia 88%; Indonésia 81%; Malásia 80%; Líbia 76%; Noruega 76%; China 74%; Venezuela 72%; Cazaquistão, 71%; Índia 70%; EUA 67%; Rússia 66%; Angola 65%; Reino Unido 63%; Canadá 61%; Colômbia 61%; Austrália 59%; **Brasil 56%**; Alemanha 48% e Polônia 23%. Note-se que no estudo em questão, o Brasil aparece com uma das menores participações governamentais, a frente apenas de Alemanha e Polónia⁶³ e muito atrás de outros países que, assim como o Brasil, estão fora da OPEP e OPEP+ e atuam por meio de NOC, como são os casos de Malásia, Noruega, China e Índia.

Gobetti e Serra (2011), reunindo estudos sobre o *government take* do regime de concessão no Brasil, encontram uma participação em torno de 57% (Barbosa, D., Gutman, J., 2001; Gandra, 2006; BNDES, 2009; Alberta Energy Regulator, 2009; Lucchesi, 2011 *apud* Gobetti e Serra, 2011, p. 21). O mesmo estudo encontra para regimes de partilha de produção participações entre 62% e 88%. Johnston (2007 *apud* Accurso e Almeida, 2013), compara o *government take* de uma amostra global nos regimes de partilha (36 países) e concessão (29 países). Os resultados encontrados são 70% e 59% de participação governamental, respectivamente (Accurso, Almeida, 2013, p. 9).

⁶³ Países com nível de produção e reservas irrelevantes quando comparados aos grandes produtores

Tomemos, por exemplo, os dados de *government take* reunidos por Johnston, *et al.* (2008), para o período de entre 1997 e 2008.

Quadro 8 – Government take 1998-2007

País	Participação do Governo (%)	Regime Fiscal	Mudança no Período (1998-2007)
Iran Buybacks	90	Contrato de Serviço	Sem mudança significativa
Venezuela 1996	88	Contrato de Serviço	Sem mudança significativa
Libya EPSA IV-2	87	Contrato de Serviço	Sem mudança significativa
Venezuela Heavy Oil +	86	Contrato de Serviço	Aumento da participação do governo +40pp
Libya EPSA IV-1	85	Contrato de Serviço	Sem mudança significativa
Yemen	84	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Oman	83	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Nigeria Shelf	82	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Algeria	81	Partilha de Produção	Aumento da participação do governo +10pp
Tunisia	80	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Trinidad & Tobago	79	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +15pp
Nigeria Deepwater	78	Partilha de Produção	Aumento da participação do governo +20pp
China Offshore	77	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Bolivia	76	Partilha de Produção	Aumento da participação do governo +20pp
Norway	75	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Egypt	74	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Gabon	73	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Russia R/T	72	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +10pp
Malaysia R/C	71	Partilha de Produção	Queda da participação do governo -8pp
Indonesia	70	Partilha de Produção	Queda da participação do governo -10pp
STP/Nigeria JDZ	69	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Angola Shelf	68	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Denmark	67	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Ecuador	66	Partilha de Produção	Aumento da participação do governo +15pp
Mozambique	65	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +10pp
Alaska (US)	63	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +5pp
Colombia	62	Royalties/Impostos	Queda da participação do governo -16pp
Thailand	61	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo
Mauritania	60	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
US OCS Shelf	59	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +5pp
India	58	Partilha de Produção	Queda da participação do governo -22pp
Philippines	57	Partilha de Produção	Sem mudança significativa
Canada Arctic	56	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Australia	55	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Argentina	54	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +5pp
UK	52	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +20pp
US OCS Deepwater	51	Royalties/Impostos	Aumento da participação do governo +10pp
South Africa	50	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Netherlands	48	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
France	45	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Papua New Guinea	44	Royalties/Impostos	Queda da participação do governo -15pp
New Zealand	42	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa
Morocco	40	Royalties/Impostos	Queda da participação do governo -18pp
Peru	38	Royalties/Impostos	Queda da participação do governo -20pp
Ireland	33	Royalties/Impostos	Sem mudança significativa

Fonte: adaptado de Johnston et al. (2008, p. 9). Valores aproximados com base na leitura de diagrama. O regime “royalties/impostos” é equivalente ao regime de concessões.

É possível observar que os países da amostra com maior participação adotam contratos de serviços, instrumentos típicos de regimes onde há monopólio estatal. Alguns países de produção relevante não integram o estudo, como são os casos da Arábia Saudita, EAU e Kwait. O Brasil também não consta, o que pode ser atribuído ao período do estudo. O interesse pelos regimes de exploração no Brasil cresceu na década de 2010, com a entrada em produção do pré-sal e as mudanças legislativa no país com a introdução da partilha de produção.

Nas estatísticas de Johnston et al. (2008) são registradas mudanças importantes em alguns países. A participação governamental pode se alterar em função da variação dos preços do petróleo no tempo. A maior parte dos arranjos incluem mecanismos desta natureza. No entanto, mudanças significativas expressam, em geral, alterações nos mecanismos do regime fiscal. Essas ocorrem com frequência. Encontramos em Notas Técnicas e Boletins de Conjuntura da Indústria de Petróleo e Gás da EPE (2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023), Almeida *et al.* (2016), Lobato (2018), Machado e Triches (2013), entre outros, informações reunidas sobre regimes fiscais e suas mudanças para alguns países selecionados. O quadro 10 na página seguinte apresenta uma síntese.

Quadro 9 - Comparativo dos Regimes Fiscais de Petróleo Países Seleccionados

País	Contexto Histórico	Propriedade	Regime Fiscal e Participação Governamental	Principais Referências nos Textos Consultados
Arábia Saudita	Nacionalização tardia da Saudi Aramco em 1976, mantendo-se parceria com Companhias Internacionais na comercialização da produção.	Monopólio estatal. Todos os recursos naturais, na superfície ou no subsolo e receitas provenientes dos recursos pertencem ao Estado.	Monopólio Estatal, operação da Saudi Aramco. Formação de Joint Ventures, particularmente no refino. Regulação exercida pelo Ministério de Energia Indústria e Recursos Minerais	ARÁBIA SAUDITA (1992); GOSWANI (2019).
Argentina	Segundo país do mundo a estabelecer uma estatal de petróleo, a YPF, em 1922. A produção foi compartilhada com o setor privado e estrangeiro até 1940, quando nova legislação ampliou a participação estatal. Nas décadas seguintes, seguiram-se períodos de maior abertura e privatização (1950-1958) e de maior participação da YPF (1960-1990). Em 1990 a YPF foi privatizada. Em 2012 o governo retomou o controle da empresa (51%); Ciclos de privatização de estatais (YPF) nos anos 90, seguidos por maior intervenção estatal e federalização dos recursos pós-2001.	As atividades de hidrocarbonetos são classificadas como de interesse nacional. Em terra e mar (até 12 milhas) é de responsabilidade das províncias.	Modelo de concessões por meio de permissões ou licitações, com pagamentos de royalties impostos e retenção de área. Em terra e mar até 12 milhas é de responsabilidade das províncias.	ARGENTINA (2014a, 2014b, 2016); TRONFI (2015); INFOABE (2015); (RISULEO, 2012); (GIULIANI, 2012; WILSON CENTER, 2016)
Bolívia	Standard Oil entra no país em 1926. A Bolívia realizou a primeira nacionalização da indústria petrolífera na América Latina em 1936, com a criação da estatal YPFB. A partir	O Estado é o proprietário dos recursos no subsolo.	Contratos de Prestação de Serviços, com incentivos financeiros diretos às empresas para estimular E&P. Nas associações com empresas	BOLÍVIA (2015); FUSER (2011); VARGAS (2007); (WORLD BANK, 2016)

	de 1956 é reaberto para empresas estrangeiras com pagamento de royalties de 18%. Nas décadas seguintes foram idas e vindas entre aumento e diminuição da participação estatal no Setor, com privatização intensa nos anos 1990. Em 2006 foram reestabelecidos o monopólio estatal e o controle acionário do governo sobre a YPFB.		privadas, a estatal YPFB deve ter no mínimo 51% de participação. O setor é regulado pela Agência Nacional de Hidrocarburos. São cobrados royalties de 18% e o imposto direto sobre hidrocarbonetos (IDH de 32%). A lei estabelece ainda que a participação governamental não pode ser inferior a 50% do valor bruto da produção. Campos mais produtivos pagam um adicional de 32%.	
Canadá	Registro de uso de areias betuminosas desde 1790. Produção comercial a partir de 1858. A produção é composta principalmente por óleo pesado e gás natural. Mercado bastante integrado com EUA, mais de 90% das exportações de petróleo canadense são para lá.	Recursos naturais sob jurisdição provincial. Exceção no caso de regiões fronteiriças, no mar territorial e plataforma continental.	A produção terrestre é regulada pelas províncias. No mar a regulação é federal. A produção onshore e offshore é realizada por meio de empresas privadas, através de licenças emitidas pelos respectivos governos, que estabelecem royalties e impostos, progressivos baseados na rentabilidade. Há divisão de royalties entre o governo federal e as províncias confrontantes com a produção no mar.	CAPP (2023); EIA (2024); BINES e SYER (2015); ALBERTA GOVERNMENT (2016).

Estados Unidos	Domínio do mercado global na segunda metade do século XIX. Berço das big oil Chrevron, Amoco, Conoco e Exxon. A "revolução do shale" (fraturamento hidráulico) a partir de 2007 reverteu um declínio de produção que ocorria desde os anos 70. É o maior produtor e consumidor global.	Propriedade Privada. Regra da captura.	Regime descentralizado, cada estado possui sua autoridade reguladora. Nas áreas que pertencem aos estados ou governo federal, os direitos de produção geralmente são concedidos por meio de licitação no regime de concessão com aplicação de royalties e impostos. As terras indígenas têm regulamentação específica.	YERGIN (2012); JOY e DIMITROFF (2016). BAIN E TOZZINI (2009)
Irã	Controle britânico na primeira metade do sec. XX. Nacionalização em 1951 e criação da NIOC. Em 1953 um golpe de estado reintroduz participação estrangeira, mantém-se a propriedade estatal, mas a gestão e operação dos campos passa um consórcio entre as sete irmãs. A revolução iraniana de 1979 reestabeleceu o monopólio estatal.	Propriedade do Estado.	Estatais atuam em toda cadeia petrolífera: National Iranian Oil Company (NIOC), National Iranian Gas Company (NIGC) e a National Oil Refining and Distribution Company (NIORDC Reforma em 2015 introduziu o modelo de contrato híbrido IPC (combinando contras de serviço buyback e partilha de produção) para atrair investimento estrangeiro via <i>joint ventures</i> . Abertura afetada pela aplicação de sanções.	WOOD MACKENZIE (2016); EIA (2019).
México	Produção comercial por empresas privadas a partir de 1901. Nacionalização e monopólio estatal estabelecidos em 1938. Em 1958 é estabelecido monopólio da Pemex sobre todas as atividades do setor. Uma reforma em 2014, encerrou o monopólio estatal da Pemex.	Petróleo e outras riquezas do subsolo são propriedades da Nação.	Em 2008 foram introduzidos contratos de risco. Reforma de 2014 abriu o mercado após 75 anos, com novos tipos de contrato (alocações – exclusivas da Pemex, licenças, partilha e serviços), sistema de royalties progressivo em função dos	MEXICO (2014); EPE (2016); WOOD MACKENZIE (2015).

			preços e de metas de conteúdo local. Regulação realizada pela Comissão Nacional de Hidrocarbonetos (CNH) e Comissão Reguladora de Energia (CRE), responsáveis pelos leilões. A reforma criou o Fundo Mexicanos do Petróleo, que deve manter aplicados um mínimo de 40% das receitas do petróleo.	
Rússia	Reestruturação após a dissolução da União Soviética. Privatizações a partir de 1990 e aumento da participação estatal a partir de 2010, puxada pela Rosneft.	Estado Federal é proprietário do petróleo no subsolo. A regulação é compartilhada com os entes da federação.	Sistema duplo com regime de licenciamento/concessão (bônus, royalties e IVA), o dominante; e Partilha de Produção (óleo lucro + tributos), secundário. Adoção de leilões e concorrência, organizados pela agência reguladora Rosnedra. Imposto sobre a extração de minerais; imposto sobre rendimento das sociedades empresárias 20%. Comum a formação de joint ventures no caso de investimento estrangeiro. Investidores estrangeiros são excluídos dos licenciamentos de áreas consideradas estratégicas, que ficam a cargo das empresas estatais.	YERGIN (2012); HENDERSON (2015).
Venezuela	A Venezuela é membro fundador da OPEP. Após a nacionalização nos anos 70 e uma liberalização nos anos 90. Desde o final do	O direito e a administração dos reservatórios de óleo e	São permitidos investimentos de empresas estrangeiras na exploração e produção, mas exige-se que a	GARANTÓN-BLANCO (2021); BP

	século XX, o país aumentou a participação pública na indústria do petróleo. Foram elevadas as alíquotas de impostos e os royalties sobre projetos novos e existentes, bem como determinada a participação majoritária da PDVSA em todos os projetos de petróleo	gás em território venezuelano são de responsabilidade do Governo Federal, por meio dos artigos 12 e 146 da Constituição.	PDVSA detenha pelo menos 60% de participação em joint ventures.	(2020); TOLMASQUIM e PINTO JR (2011)
--	---	--	---	--------------------------------------

Fonte: elaboração própria a partir de EPE (2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024), Almeida *et al.* (2016), Lobato (2018), Machado e Triches (2013)

O **quadro 9** expressa a diversidade de arranjos possíveis. As análises de *government take* procuram medir, a partir dos parâmetros de cada regime, quanto é transferido para o governo. As variáveis-chaves são as alíquotas de royalties, impostos e custos de produção. Vale dizer que a proposição usual de *government take* é feita por Johnston (1994). O conjunto de trabalhos que tratam a questão, inclusive estimando a participação governamental em diferentes regimes e cenários, tem por base sua proposta. O autor toma a renda na indústria do petróleo como a diferença entre o valor da produção e os custos para extraí-los. Valor, nesse caso, se refere à receita bruta. Deduzidos custos de exploração, produção e operação + parcela de lucro compatível com a indústria do petróleo, o que sobra é renda. Renda é sinônimo de lucro excedente, em que os governos tentam capturar por meio de impostos, taxas, royalties e bônus.

De acordo com Johnston (1994), royalties e bônus são usados quando os governos buscam reduzir riscos; taxaço e partilha de produção implicam em maior divisão dos riscos. A questão é tomada em termos de atratividade para as companhias petroleiras, sendo o *government take* uma variável determinante (Johnston, 1994).

A questão é posta da seguinte forma. Renda é excesso de lucro, ou lucro econômico, medido pela diferença entre receita bruta e custos associados à obtenção dessa receita (Johnston *et al.*, 2008, p.4). O método consiste em deduzir da receita bruta o que é apropriado pelo governo e o que fica com a empresa. Ao mesmo tempo, considera-se a renda ou lucro econômico como a diferença entre a receita bruta e os custos operacionais. Conforme o exemplo do autor (Johnston, 1994, p. 5-10):

- (a) Receita bruta = 100%
- (b) Royalties = 15%
- (c) Receita Líquida = 85%
- (d) Custos = 35%
- (e) Receita tributável = 50%
- (f) Imposto de renda = 40% (20% da receita bruta)
- (g) Participação líquida do contratado = 30% da receita bruta
- (h) A renda ou lucro econômico = (a) – (d) = 100% - 35% = 65%
- (i) Participação do contratado = (g)/(h) = 30%/65% = 46,15%
- (j) Participação do governo = 1 – (i) = 53,85%

Os custos são arbitrados pelo autor. Em sua definição de renda, como visto, o autor menciona que estão incluídos no custo um lucro normal, mas essa consideração não é retomada

no exemplo numérico. Ao tratar a questão em termos monetários, considerando o preço de venda (receita bruta) para um barril, explica que participação do contratado é diferente da margem de lucro, que deve ser calculada pela divisão da receita líquida do contratado pela receita bruta (Johnston, 1994, p. 31).

Os detalhes dessa forma de cálculo, no quais se baseiam a maioria dos textos citados nessa seção podem ser consultados em Johnston (1994), Johnston *et al.* (2008) e Tordo (2007). O cálculo do *government take* ajuda a aproximar quanto o governo leva da receita bruta em cada projeto. É isto o que as porcentagens dos trabalhos citados expressam. Os dados ajudam a ilustrar alguns aspectos apontados teoricamente. Por exemplo, como vimos, no regime de concessão a participação governamental é, em geral, inferior ao regime de partilha de produção. De mesmo modo nota-se a maior participação governamental nos países em que prevalecem os contratos de serviço⁶⁴.

Johnston *et al.* (2008), ao se referir aos dados que reproduzimos no **quadro 9**, indica que “...none of the rent extraction mechanisms (royalty, profit oil split and tax) are actually based on true economic profits” (Johnston *et al.*, 2008, p. 8)⁶⁵, ainda assim, de acordo com o autor, o percentual representa a taxa de tributação efetiva do regime, e deve ser tomada como um imposto sobre lucros econômicos reais. Essa indicação nos ajuda a retomar a questão desde o ponto de vista da abordagem marxista. Mesmo que possamos considerar a estatística útil, tomar a questão nos termos propostos acaba encobrindo algumas relações importantes.

Aqui retomamos alguns aspectos sobre a renda, apresentadas nas seções anteriores. Tomamos agora as elaborações apresentadas por López (2012) ao discutir renda do petróleo e sua apropriação com base em Marx (1988), Bina (2011), Paulanni (2012) Lenz (1985), Debrott (2001), Alvarez (2003), Kornblitth e Dachevsky (2010), Mommer (2003), Sauer (1989) entre outros autores marxistas. A autora define renda do petróleo como: “excedente social ou mais valia transformada em lucro suplementar ou excedente econômico acima do lucro normal, vinculada ao diferencial de custos em virtude do regime de propriedade das jazidas que determina em cada caso uma produtividade diferencial do trabalho” (López, 2012, p. 28)

Diferente das estatísticas de *government take*, a questão não é tomada somente na relação entre os governos e as empresas para cada contrato, mas considera que “a renda do petróleo pode ser gerada na concorrência internacional ou no interior do país se os preços

⁶⁴ Sauer (2016) defende, entre outras medidas, a adoção de contratos de serviço entre a União e Petrobrás, como alternativa mais vantajosa ao governo e a promoção de uma política de desenvolvimento.

⁶⁵ nenhum dos mecanismos de extração de renda (royalties, divisão do lucro do petróleo e impostos) são realmente baseados em lucros econômicos reais (tradução nossa).

internos são definidos com referentes internacionais” (López, 2012, p.27). A autora estima a renda do petróleo considerando que, no caso da renda diferencial, o preço regulador é o preço de produção (custos + lucro médio) nas terras marginais. No caso da renda absoluta, o preço regulador é o preço do mercado internacional do petróleo, determinados pelo substituto mais próximo, atualmente, o carvão mineral (López, 2012, p. 41).

O preço de produção é estimado somando custos de exploração e extração, excluídas as participações governamentais, acrescidos de uma taxa de lucro médio de 10%, arbitrada. O excedente do mercado interno é calculado pela diferença entre o preço de produção do petróleo cru não exportado e o preço do barril importado. O excedente médio por barril de U\$ 47,5 para 1999-2011 (López, 2012, p. 144). Tomando como exemplo 2011:

- (a) Custo total (exploração e extração) = U\$ 18,64/b
- (b) lucro médio = 10%
- (c) lucro = U\$ 1,86/b
- (d) preço de produção = U\$ 20,5/b
- (e) Preço de importação = 116,49/b
- (f) Excedente = (e)-(d) = U\$ 95,99 /b
- (g) Volume interno = 565.296 mil barris
- (h) Excedente total = (f)x(g) = U\$ 54.263 milhões (idem, p. 146).

Cabe dizer que esse excedente se realiza quando o petróleo cru produzido no país é vendido às refinarias pelo preço de importação, como ocorre na chamada política de paridade de preços.

No caso do excedente petrolífero gerado no mercado externo López (2012) passa a considerar também os preços de mercado (WTI), custos e preços de produção das regiões identificadas como marginais, neste caso Canadá, EUA e Europa em função de representar altos custos diretos, em comparação com Oriente Médio, África e Rússia. Assim a comparação entre preço de produção nacional e preço de produção da zona marginal, obtém-se renda diferencial. Na comparação entre o preço de produção da zona marginal e o preço de mercado (WTI), resta a renda absoluta. Desse modo, tomando 2011 como exemplo:

- (a) Preço de Produção Brasil = US\$ 20,5/b
- (b) Preço de produção Marginal = US\$42,30/b
- (c) Preço internacional (WTI) = US\$95,04/b
- (d) Renda diferencial Brasil = (b)-(a) = US\$21,80/b

- (e) Renda absoluta = (c)-(b) = US\$52,74
- (f) Excedente petrolífero = (d)+(e) = US\$ 74,54/b
- (g) Volume exportações = 203.165 mil barris
- (h) Excedente diferencial total = (d)*(g) = US\$ 4.428.997 mil
- (i) Excedente Absoluto total = (e)*(g) = US\$ 10.714.922 mil
- (j) Excedente petrolífero total = (h)+(i) = US\$ 15.143.919 mil
- (k) %renda diferencial/excedente petrolífero = (h)/(j) = 29%

Os resultados reforçam a ideia de que a renda do petróleo é determinada pelo preço e não o contrário, particularmente a renda absoluta é sensível aos preços. A renda diferencial varia menos no tempo e a mudança em sua magnitude expressam mudanças nos custos de produção internos e a nível global. A autora explica ainda que a renda diferencial é interna aos preços de produção, a renda absoluta está fora do preço de produção, mas dentro do preço de mercado. Significa dizer que quanto mais próximo o preço internacional dos preços de produção marginal, menor a magnitude da renda absoluta (López, 2012).

Ainda de acordo com López (2012), o excedente petrolífero total é a soma do excedente interno (diferença do preço de importação em relação preço de produção) e externo (diferenças dos preços de produção interno, marginal e do mercado internacional) (López, 2012, p. 153). A fórmula de cálculo apresentada por López, ainda que tenha limitações⁶⁶, amplia a percepção do modo em que se ‘produz renda’, com ênfase ao caráter social desta categoria que expressa, por um lado, a produtividade aumentada do trabalho aplicada em condições naturais não reproduzíveis e, por outro, a simples validação do caráter privado da exploração López, 2012, p. 149), a capitalização do monopólio exercido sobre as jazidas.

Nos ajuda a pensar além do *government take*, ou seja, da participação do governo na receita bruta dos projetos de petróleo, localizando essa participação como uma fração da renda do petróleo apropriada, e ampliando os horizontes sobre as possibilidades de sua captura. Considerando o excedente petrolífero calculado por López (2012), royalties e participações especiais representaram juntos 22%, em 2011.

⁶⁶ Alguns autores marxistas criticam esse método, sobretudo pela fixação arbitrária da taxa média de lucro. Kornblith e Dachevsky (2011), fazem essa crítica e apresentam o cálculo da renda a partir da diferença entre taxas de lucro dos setores em que se produz renda em relação ao resto da economia. Assim, $R_t = KTA_r = (tgr - tgn)$, onde: R_t = renda; KTA_r = capital total adiantado no setor com renda; tgr = taxa de lucro do setor com renda; tgn = taxa de lucro normal (demais setores). Todos os dados da equação estimados a partir da análise das contas nacionais. É possível ainda fazer o mesmo a partir dos relatórios das empresas (Kornblith e Dachevsky, 2011). Devemos retomar esta abordagem em trabalhos futuros.

Outras formas de apropriação possíveis são os impostos, no caso brasileiro IRPJ e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL); política de preços internos com venda abaixo do preço internacional, nesse caso a renda poderia ser transferida em favor dos consumidores; sobrevalorização da moeda nacional, particularmente em países que o setor com renda é muito grande na economia; pagamento por meios de produção no setor com renda acima dos preços internacionais (Kornblith, Dachevsky, 2011, p. 161), como ocorre na política de conteúdo local com a Petrobrás no Brasil; pagamento de juros, entre outras possibilidades.

A partir desse ponto se abre uma ampla discussão sobre a transferência e aplicação das rendas do petróleo. Nos últimos vinte anos, este debate cresceu em importância no Brasil, impulsionado pela descoberta do pré-sal e o aumento da produção no país. Como parte da renda do petróleo é distribuída aos entes subnacionais, com impacto significativo no fundo público, o critério de distribuição e emprego destes recursos têm grande importância.

Há um conjunto de trabalhos com diferentes abordagens sobre a questão. Agora já não se trata de estimar o *government take* ou o tamanho da renda do petróleo, mas discutir sua destinação. A atenção se volta então aos royalties, participações especiais, impostos, bônus de assinatura, óleo lucro e dividendos, particularmente aos dois primeiros, em que estados e municípios participam da distribuição.

SEÇÃO III - Quem fica com a renda do petróleo? Uma análise a partir do Brasil e de Sergipe.

Nesta seção passamos a olhar em detalhes para a distribuição e aplicação dos royalties em nosso país. O capítulo 6 apresenta um panorama do Brasil, analisando os critérios de distribuição de royalties e participações especiais. Abordamos também a aplicação destes recursos, particularmente do Fundo Social, em comparação aos fundos soberanos da Noruega e Arábia Saudita. No capítulo 7 chegamos em Sergipe, onde discutimos aspectos da produção de petróleo e da distribuição de royalties. Analisamos um longo período da produção 1963-2024 e de arrecadação de royalties 1999-2024, identificando os maiores beneficiários, e as variáveis determinantes do tamanho das receitas. O capítulo traz ainda apontamentos sobre o desempenho dos beneficiários em indicadores sociais e sobre o horizonte de aumento de arrecadação com abertura de uma nova fronteira de produção.

Capítulo 6 – Para onde vai a renda do petróleo no Brasil?

Como vimos, a produção de petróleo no Brasil está em franca expansão. A indústria do petróleo responde por 10% do Produto Interno Bruto (PIB) (IBP, 2024), tem peso significativo na pauta de exportações e contribui de maneira importante para o caixa do governo. No entanto, no que diz respeito ao tamanho da participação destas rendas nos orçamentos da União, estados e municípios há grande desigualdade.

Em 2024, por exemplo, a receita corrente líquida da União foi de R\$ 1,4 trilhão (STN, 2024). Neste ano, foram pagos R\$ 17,9 bilhões de royalties a União (ANP, 2024), que representam 1,25% da Receita Corrente Líquida (RCL). Por outro lado, em alguns municípios royalties e participações respondem por mais da metade da receita. São os casos dos municípios fluminenses Saquarema (73,77%), Maricá (71,58%), Quissamã (57,17%) Arraial do Cabo (56,53%)⁶⁷, entre outros (Gomes Ney *et al.*, 2025). Esse já foi o caso também de Pirambu, em Sergipe, em que os royalties chegaram a responder por 64% da RCL, em 2017 (Santos *et al.*, 2020).

Antes de ir mais fundo na distribuição dos royalties, vale lembrar, conforme aponta López (2012), que o excedente é apropriado na forma de renda pelo Estado Nacional, exercendo seu direito de propriedade sobre o recurso ou pelo concessionário capitalista, que tem a posse do recurso. A reforma liberal, com a quebra do monopólio, lei do petróleo e criação da ANP,

⁶⁷ Dados de 2022.

“redefiniu a apropriação e destinação do excedente econômico gerado pela exploração e extração de petróleo, desta forma a Petrobrás, junto às outras petrolíferas atuantes na indústria, passou a disputar da renda que a posse sobre determinadas jazidas lhe permitiria capturar” (López, 2012, p. 158).

Analizamos a evolução da indústria do petróleo no Brasil, particularmente a constituição e posterior desintegração do sistema Petrobrás, em Santos (2020). Ali concluímos que a opção pelo monopólio estatal exercido pela Petrobras, baseado em um sistema integrado de exploração, produção, refino e distribuição, diminuiu a dependência externa, e contribuiu para o desenvolvimento de outros setores da indústria. A Petrobrás foi instrumento de planejamento e execução de política energética e industrial, impulsionando toda uma cadeia de produção, como fertilizantes, petroquímica, refino e geração térmica (Santos, 2020).

A análise de López (2012) é complementar a esta visão, ao apontar que neste período a União, através da Petrobrás, apropriava e distribuía a maior parte da renda do petróleo gerada na produção e uso do petróleo. Desde 1953 foram estabelecidas alíquotas de 5% do valor da produção, chamadas de indenização, depois compensação e por fim royalties, a serem repartidas entre estados e municípios (López, 2012). Esse percentual era dividido em 80% para os Estados e 20% para municípios em que se realizavam a produção. Quando tem início a exploração na plataforma continental, a partir da costa de Sergipe, em 1969, o governo editou Decreto Lei (DL) nº 523/1969 estabelecendo indenização pela produção marítima também de 5%, devida à União (Gobetti, *et al.*, 2020). Porém, o centro de atuação da empresa era a política industrial, garantido fornecimento de derivados a preço baixos, implicando em transferência de renda do petróleo para os consumidores e a indústria, favorecendo a acumulação de capital em outros setores (López, 2012).

Todo curso de abertura da indústria de petróleo, incluindo a longa lista de privatizações entre 1990 e 2020 podem ser verificados em Santos (2020). Aqui nos interessa retomar que a quebra do monopólio, em 1995, permitiu a exploração, produção e refino de petróleo por empresas privadas nacionais e estrangeiras. Além disso, a lei do petróleo (9.478/1997) introduziu a concorrência em todos os seguimentos, desregulamentou preços, criou a ANP e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (López, 2012).

Após a quebra do monopólio e a lei do petróleo, mudanças relevantes se deram no contexto das descobertas do pré-sal. Se destacam a aprovação da lei de partilha, que previa exclusividade da Petrobras na operação de campos do pré-sal e reservas estratégicas e a cessão onerosa em campos do pré-sal. A cessão onerosa foi objeto da Lei nº 12.276/2010, em que

União cedeu em exclusividade para Petrobras o direito de exploração de 5 bilhões de barris de óleo equivalente em áreas do pré-sal. A empresa pagou R\$ 74,8 bi mais os royalties correspondentes a produção.

A cessão ocorreu como antecipação de receita à União que em parte foi convertida em capitalização da Petrobras, através do aumento da participação acionária do governo na companhia. Já o regime de partilha foi estabelecido pela Lei nº 12.351/2010. Nessa modalidade, aplicável a campos do pré-sal e reservas estratégicas, a Petrobras teria exclusividade na operação e participação mínima de 30% quando formados consórcios. Nesse regime, os hidrocarbonetos extraídos pertencem a União e não às companhias, como nas concessões. O excedente em óleo – deduzidos os custos de produção – é partilhado entre União e consórcio. Vence o leilão quem oferece o maior percentual de óleo excedente. Foi criada a estatal Pré-sal Petróleo S.A para representar a União nos consórcios e comercializar o óleo lucro. A exclusividade da Petrobras foi convertida em preferência, em 2016 (Santos, 2020).

A aprovação da lei de partilha sinalizava, ao menos, um maior protagonismo da Petrobras. Junto aos tímidos passos em relação ao pré-sal, outra mudança de orientação foi em relação as compras da Petrobras e seu giro ao mercado interno durante os governos de Lula, através do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP). O programa visava expandir a indústria para-petroleira privada nacional. As inflexões, porém, se deram no estrito marco da Lei do Petróleo, que havia quebrado o monopólio (Santos, 2020). A abertura do mercado nos anos 1990 mais as mudanças implementadas nos anos 2010 possibilitam a seguinte configuração da exploração e produção de petróleo no Brasil.

Quadro 10 – Grupos empresariais e empresas por país de origem

País	Grupo	Empresas
Angola	Serena	Somoil Internacional de Petróleo do Brasil - SIPEB Ltda.
	Sonangol	Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.
Austrália	Karoon	Karoon Petróleo e Gás Ltda.
Bermudas	Geopark Limited	Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.
	Marino-Manawa	Westlawn Energia Brasil Ltda
Brasil	Aguila Capital	Aguila Energia e Participações Ltda.
	Arclima	Arclima Engenharia Ltda.
	ATEM	ATEM Participações S.A.
	Bildung	Petroborn Óleo e Gás S.A.
	Bizzo Sotomayor	Newo Óleo e Gás LTDA - ME
	Bolognesi Participações	Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção

Campo Part. Imobiliárias	Campo Petróleo e Gás Ltda.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
Centro Oeste	Centro Oeste Óleo e Gás Ltda.
Cheim	IPI Oil Exploração de Petróleo S.A.
CKL	Origem Energia S.A., Origem Energia Alagoas S.A.
Codemig	Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais S.A.
Creative	Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.
Dimensional	Energizzi Energias do Brasil Ltda.
E.C.S.	Perbras Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.
Egesa	Egesa Engenharia S.A.
Elysian	Elysian Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural Ltda.
Eneva	Eneva S.A.
G&C	Guto & Cacal - Indústria, Comércio e Serviços Ltda
Genesis 2000	Leros Petróleo e Gás S.A
Geoflux	Geoflux Exploração e Produção de Petróleo Ltda.
Geopar-Geosol Participações	Geopar - Geosol Participações S.A., Slim Drilling Serviços de Perfuração S.A.
Great	Great Energy S.A.
Guindastes	Brasil Refinarias Ltda.
Imetame	Capixaba Energia Ltda, Cemes Petróleo S.A., Energy Paranã Ltda., Recôncavo Energia SPE Ltda.
Inbrael	Oceania O'G Exploração e Participações em Petróleo Ltda. - IMPEDIDA, Orteng Óleo e Gás S.A.
Níon	Níon Energia S.A.
NTF Holding	NTF Óleo e Gás S.A.
Orion Holding	Phoenix Óleo & Gás Natural Ltda.
Panergy	Espigão Petróleo e Gás Ltda
Perícia Engenharia	Andorinha Petróleo Ltda., Barra Bonita Óleo e Gás Ltda., EPG Brasil LTDA, Oeste de Canoas Petróleo e Gás LTDA., Perícia Engenharia e Construção Ltda.
Petroil	Petroil Óleo e Gás Ltda.
Petrom	Petrom Produção de Petróleo e Gás Ltda.
Petrorecôncavo S.A.	PetroRecôncavo S.A., SPE Miranga S.A., SPE Tiêta Ltda.
PetroRio	Brasoil Cavalo Marinho Exploração Petrolífera Ltda, Petro Rio Coral Exploração Petrolífera Ltda, Petro Rio Jaguar Petróleo SA., PRIO Forte S.A., Prio Bravo Ltda., Prio Tigris S.A
QGEP Participações S.A.	BS-3 S.A., Enauta Energia S.A.

	Rio Proerg	Máxima 07 Exploração e Produção de Petróleo Ltda
	Sistema Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
	Sollita	Allpetro Exploração, Produção e Comércio de Petróleo Ltda.
	Stile	BGM Petróleo e Gás Ltda.
	UBX	Nord Oil and Gas S.A., Recôncavo Energia Ltda., Tarmar Energia e Participações Ltda.
	Ubuntu Engenharia	Aquamarine Exploração Ltda, Mandacaru Energia LTDA, Grupo Ubuntu Ltda.
	Vipetro Petróleo S.A.	Vipetro Petróleo S.A.
	Vultur Oil	Vultur Oil Ltda.
	3R Petroleum	Brava Energia S.A., 3R Bahia S.A., 3R Macau S.A., 3R Pescada LTDA, 3R Petroleum Offshore S.A., 3R Potiguar S.A., 3R Rio Ventura S.A, 3R RNCE S.A.
Canadá	Alvopetro	Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural
	Forbes & Manhattan	Paraná Xisto S.A.
	MTI Energy	Nova Técnica Energy Ltda.
Catar	Qatar Petroleum	QatarEnergy Brasil Ltda.
China	CNOOC	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
	Governo da China	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.
	SINOPEC	Sinopec Exploration and Production (Brazil) Ltda.
Colômbia	Ecopetrol S.A.	Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.
França	Perenco	Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
	Total	TotalEnergies EP Brasil Ltda.
I. Cayman	Barra Holding	Enauta Petróleo e Gás Ltda.
Índia	ONGC	ONGC Campos Ltda
	VB	IBV Brasil Petróleo Limitada
Malásia	Petronas	Petronas Petróleo Brasil Ltda.
Noruega	BW Offshore	BW Energy Maromba do Brasil LTDA, BW Energy Peixe Ltda.
	Equinor	Equinor Brasil Energia Ltda., Equinor Energy do Brasil Ltda.
	Panoro	Panoro Energy do Brasil Ltda.
	Lorentzen	GBS Storage Estocagem de Gás Natural S.A.
Panamá	Synergy Resources Corp.	Petrosynergy Ltda.
	Trayectoria	Trayectoria Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
Portugal	Galp Energia	Galp Energia Brasil S.A., Petrogal Brasil S.A.
Rússia	Rosneft	Rosneft Brasil E&P Ltda.
Espanha	Cobra	Carmo Energy S.A.
	Repsol YPF	Repsol Exploração Brasil Ltda., Repsol Sinopec Brasil S.A.
Holanda	Seacrest	Seacrest Petróleo S.A., Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., Seacrest SPE Cricaré S.A.

Cricaré; 0,03% Prio; 0,03% Recôncavo Energia; 0,02% Gas Bridge; 0,02% geoparque Brasil; 0,02% SHB; 0,02% 3R Fazenda Belém.

Nota-se que a Petrobrás aparece como a maior concessionária com 63,60%, seguida pela Shell 11,40% e Total, 4,67%. Tem destaque também a participação das empresas chinesas, que juntas somam 5,49%⁶⁹. Vale destacar também que parte importante destas empresas, particularmente as que atuam em terra, são classificadas como pequenas e médias, com regime especial de pagamento de royalties⁷⁰. A ampliação da participação destas empresas se deu no contexto da saída da Petrobrás dos chamados campos maduros, no período mais recente de desinvestimentos e privatizações (2015-2022) (Santos, 2020).

Quadro 11 – Empresas classificadas como pequeno e médio porte⁷¹

Empresas de Pequeno Porte	
Aguila Energia e Participações Ltda.	Brasil Refinarias Ltda.
BGM Petróleo e Gás Ltda.	Guindastes Brasil Óleo e Gás Ltda.
Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.	Barra Bonita Óleo e Gás Ltda.
Energizzi Energias do Brasil Ltda.	EPG Brasil Ltda.
Guto & Cacal – Ind. Com. e Serviços Ltda.	Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda.
Níon Energia S.A.	Perícia Engenharia e Construção Ltda.
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção	Grupo Ubuntu Ltda.
NTF Óleo e Gás S.A.	Mandacaru Energia Ltda.
Petroborn Óleo e Gás S.A.	Nord Oil and Gas S.A.
Petroil Óleo e Gás Ltda.	Recôncavo Energia Ltda.
Petrom Produção de Petróleo e Gás Ltda.	Tarmar Energia e Participações Ltda.
Petrosynergy Ltda.	Vipetro Petróleo S.A.
Petro-Victory Energia Ltda.	Slim Drilling Serviços de Perfuração S.A.
Phoenix Óleo & Gás Natural Ltda.	
Empresas de Médio Porte	
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural	Recôncavo Energia SPE Ltda.

⁶⁹ Inclui CNOCC Petroleum; 1,70% CNOCD Brasil; 1,4% Repsol Sinopec, esta última é uma joint venture entre a chinesa Sinopec e a espanhola Repsol.

⁷⁰ O valor da alíquota de royalties do campo será reduzido para: I - cinco por cento, para campos operados por empresas de pequeno porte; II - sete e meio por cento, para campos operados por empresas de médio porte (resolução ANP Nº 853/2021). As alíquotas usuais dos contratos de concessão são de 10%.

⁷¹ Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior; Empresa de Médio Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador B ou C pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior (Resolução ANP Nº 32/2014)

Carmo Energy S.A.	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda.
Paraná Xisto S.A.	Seacrest SPE Cricaré S.A.
Capixaba Energia Ltda.	Imetame Energia S.A.

Fonte: elaboração própria, a partir de dados da ANP (2025)

Os dados anteriores de participação na produção se referiam às concessionárias, ou seja, representava o direito das empresas sobre a produção, por meio de sua participação nos contratos, sejam elas operadoras do campo ou não. No quesito operação, a Petrobrás respondeu por 89,05%; Equinor por 1,96%; Petro Rio 1,72%; Total energies 1,24%; Shell Brasil 0,63%; Trident Energy 0,60%; 3R Potiguar 0,57%; PetroRecôncavo 0,56%; Outras 1%.

Os campos com maior volume de produção em 2024 foram Tupi 23,52%; Búzios 18,56%; Mero 9,63%; Sapinhoá 3,91%; Sépia 3,75%; Itapu 3,72%; Atapu 3,44%; Jubarte 3,02%; Roncador 2,59%; Peregrino 1,85%; Berbigão 1,66%, Marlim Sul 1,60%; Sururu 1,56%; Sul de Tupi 1,38%; Lapa 1,23%. Juntos estes campos representam 81,44% da produção de petróleo e gás no Brasil. Os demais campos responderam por 18,56%.

Chama atenção que o campo mais produtivo do país, Tupi, com mais de um milhão de barris equivalentes diários está sob o regime de concessão. Assim como outros grandes campos como Sapinhoá, Roncador, Jubarte, Marlim Sul, Peregrino, Berbigão, Sururu Lapa e Marlin. Parte de importante dessa produção está no pré-sal, indicando que prevalece no país o regime de concessão, como vimos. No pré-sal (entre 2024 e 2025) a produção foi em torno de 45% sob regime de concessão, 40% em partilha de produção e 15% na cessão onerosa (ANP, 2025). O quadro a seguir ilustra essa situação, apontando também a presença estrangeira, tanto em concessão quanto em partilha, nos campos mais produtivos do país.

Tabela 12 – Resumo dos campos com maior produção em 2024

Campo	Tupi			Búzios	Itapu
Produção	1,03 MM boe/d			809,15 k boe/d	162,25k boe/d
Empresa	Petrobras	Petrogal Brasil	Shell Brasil	Petrobras	Petrobras
Participação	65%	10%	25%	100%	100%
Contrato	Concessão			Partilha e Cessão Onerosa	Partilha e cessão onerosa
Campo	Mero				
Produção	419,66k boe/dia				
Empresa	CNODC Brasil	CNOOC Petroleum	Petrobras	Shell Brasil	TotalEnergies EP
Participação	10%	10%	40%	20%	20%
Contrato	Partilha				
Campo	Sapinhoá			Sépia	Sururu
Produção	170,41k boe/d			163,63k boe/d	68,15k boe/d
Empresa	Petrobras	Repsol Sinopec	Shell Brasil	Petrobras	Petrobras
Participação	45%	25%	30%	100%	100%
Tipo de Contrato	Concessão			Partilha e Cessão Onerosa	Concessão
Campo	Atapu	Jubarte	Roncador		Sul de Tupi
Produção	149,94 k boe/d	131,72k boe/d	112,94k boe/d		60,30k boe/d
Empresa	Petrobras	Petrobras	Equinor	Petrobras	Petrobras
Participação	100%	100%	25%	75%	100%
Tipo de Contrato	Partilha e cessão onerosa	Concessão	Concessão		Cessão Onerosa
Campo	Peregrino		Berbigão	Marlim Sul	Lapa
Produção	80,82k boe/d		72,37 kboe/d	69,57K boe/d	53,76k boe/d
Empresa	Equinor Brasil	Sinochem	Petrobras	Petrobras	Repsol Sinopec
Participação	60%	40%	100%	100%	25%
Contrato	Concessão		Concessão	Concessão	Concessão
					Shell Brasil
					TotalEnergies EP1

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP (2025).

A partir daqui podemos pensar a respeito da distribuição dos royalties e participações especiais. Os campos representados na **tabela 12** estão localizados nas bacias de Santos e Campos, confrontantes aos estados de Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo. Os critérios de distribuição dos royalties levam à concentração dos pagamentos a estes Estados e alguns municípios do seu litoral.

Serra (2005) explica que a pressão pela descentralização – da União em direção aos estados e municípios – tem início junto com a produção *offshore*, visto que a lei já previa a repartição, ainda que pequena, da produção em terra. De acordo com o autor, a pressão dos estados e municípios produtores prosperou, sobretudo, devido a:

uma conjuntura política bem marcada, pré-Constituição de 1988, quando redemocratização política e descentralização fiscal constituíam, talvez, as principais palavras de ordem do cenário político nacional”. Assim, “a regulamentação da distribuição dos royalties ‘pegou carona’ na vaga descentralizadora do momento político de então” (Serra, 2005, p. 172).

Há o argumento também, comum aos estados e municípios produtores, de que essa distribuição é uma forma de compensação pela cobrança do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) sobre combustíveis no destino, que levou a perda de arrecadação pelos produtores (Madureira *et al.*, 2020). Por outro lado, conforme argumenta Serra (2005), crítico do modelo distribuição baseado no que chama de “determinismo físico”, os royalties não poderiam se destinar a corrigir distorção ou prejuízo aos estados produtores em função da perda de arrecadação do ICMS. Outros deveriam ser os mecanismos para isso.

A descentralização foi consolidada por meio da aprovação da lei nº 7.453/1985, que incluiu Estados e Municípios confrontantes e a Marinha como beneficiários dos royalties da lavra no mar. Esta lei criou também o Fundo Especial, cuja arrecadação se destina aos demais entes da federação. As alíquotas e critérios de distribuição são tratadas também pelas leis nº 7.799/1989; decreto nº 01/1991; lei nº 9.478/1997; decreto 2.705/1998; lei nº 12.351/2010; lei nº 12.276/2010; Lei nº 12.858/2013. As alíquotas são de 10% no regime de concessão⁷², 15% em partilha e 10% na cessão onerosa. No regime de concessão incidem as participações especiais com alíquotas progressivas entre 10% e 40% sobre a receita líquida trimestral, em campos de alta produtividade.

⁷² Que podem ser reduzidos pela ANP a um mínimo de 5% para campos considerados marginais

Honestamente, os critérios de distribuição se mostram muitas vezes confusos. Ao longo do tempo muitas normas foram sendo sobrepostas. São três regimes diferentes de exploração. Regras distintas para o ambiente de exploração. Muitas parcelas com distribuição específicas. Há situações de regras diferentes no mesmo regime, a depender do período de assinatura do contrato ou da declaração de comercialidade. Além dos percentuais de distribuição de cada parcela, há diferentes coeficientes de distribuição entre beneficiários que se enquadram nos mesmos critérios. Além das leis e decretos, é preciso levar em conta resoluções da ANP. Decisões do judiciário também têm grandes implicações, tanto as que questionam as normas que estabelecem os critérios, quanto nas disputas entre beneficiários sobre sua aplicação⁷³.

Em recente auditoria, o Tribunal de Contas da União (TCU, 2023) revisou os critérios de distribuição dos royalties. O órgão chama atenção, entre outros aspectos, para 1) os critérios hoje em vigor, lei 9.478/97, terem sido estabelecidos antes da descoberta do pré-sal, que mudou completamente o cenário da indústria do petróleo no Brasil; 2) o critério, reconhecido pelo próprio IBGE como obsoleto, de determinação da confrontação por meio das linhas de projeção ortogonais e paralelas, com linha de base estabelecida em 1986, para Bacia de Campos, não havendo memória de cálculo; 3) a distância em que as operações são realizadas em relação à costa dos estados e municípios é tão grande que a afetação como critério de distribuição precisa ser reavaliada; 4) os critérios em vigor hoje produzem descentralização vertical, mas alta concentração horizontal. O relatório conclui que:

(...) a maior parcela dos vultosos recursos de royalties/PE é distribuída a estados e municípios fundamentada em critérios obsoletos e incapazes de estabelecer uma razoável correlação entre os impactos causados pela indústria petrolífera e respectivos beneficiários dos recursos. em vigor é a confrontação, definida por linhas geodésicas paralelas e ortogonais que se estendem até o limite da plataforma continental brasileira a partir dos limites estaduais e municipais, cuja definição remonta a meados da década de 1980 e não se correlaciona diretamente aos impactos da atividade petrolífera (afetação) sofridos pelos entes subnacionais na atualidade, tornando-o inapto a dimensionar a compensação financeira constitucionalmente garantida, acarretando com isso severas disfunções em relação aos valores descentralizados aos entes estaduais e, principalmente, municipais. (TCU, 2023, p.10)

As observações do órgão de contas vão na mesma direção da análise dos percentuais expostos no quadro a seguir. Nota-se que a distribuição ocorre em favor principalmente de Estados e Municípios produtores/confrontantes.

⁷³ A judicialização da distribuição de royalties fez surgir um novo ator na disputa por esses recursos. Escritórios de advocacia passaram a abocanhar parte da renda por meio do recebimento de honorários milionários, em processos judiciais que questionam a distribuição entre municípios. Ver, por exemplo: <https://noticias.uol.com.br/ultimas-noticias/agencia-estado/2022/09/12/advogados-usam-entidade-para-receber-r-300-milhoes-em-royalties.htm> e <https://g1.globo.com/politica/blog/octavio-guedes/post/2023/09/05/stj-adia-julgamento-que-pode-transformar-advogados-em-sheiks-do-petroleo.ghtml>.

Tabela 13 - Distribuição dos royalties e participações especiais

Ambiente	Beneficiário	Concessão		Partilha		Cessão Onerosa		Participações Especiais	
		Até 5%	Acima de 5%	Até 5%	Acima de 5%	Até 5%	Acima de 5%	Mar: Pré-sal Comercialidade antes de Dez. 2012	Exceto Pré-sal Comercialidade posterior dez.2012
TERRA	Estados Produtores	70,0%	52,5%	-	-	-	-	40%	-
	Municípios Produtores	20,0%	15,0%	-	-	-	-	10%	-
	Municípios com instalações de embarque e desembarque	10,0%	-	-	-	-	-	-	-
	Municípios afetados com operações de embarques e desembarque	-	7,5%	-	-	-	-	-	-
	União	-	25,0%	-	-	-	-	50%	-
	Total	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-	-
MAR	Estados Confrontantes	30,0%	22,5%	30%	22,5%	30,0%	22,50%	40%	40%
	Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas	30,0%	22,5%	30%	22,5%	30,0%	22,50%	10%	10%
	Municípios com instalações de embarque e desembarque	10,0%	-	10%	7,5%	10,0%	-	-	-
	Municípios afetados com operações de embarques e desembarque	-	7,5%	-	7,5%	-	7,5%	-	-
	União	20,0%	40,0%	20%	40%	20,0%	40%	50% FS	50%
	Fundo Especial do Petróleo	10,0%	7,5%	10%	-	10,0%	7,5%	-	-
	Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: elaboração Própria. Fontes: lei nº 7.453/1985; lei nº 7.7990/1989; decreto nº 01/1991; lei nº 9.478/1997; decreto 2.705/1998; lei nº 12.351/2010; lei nº 12.276/2010; lei nº 12.858/2013; Lei 12734/2012; ADI 4917; Fipe (2019); Madureira et al. (2020). As áreas geoeconômicas são definidas como Zona de Produção Principal = confrontação com poços ou presença de três ou mais instalações – recebem 60%; Zona de Produção Secundária = atravessados por gasodutos ou oleodutos de escoamento da produção – recebem 10%; Zona Limítrofe = municípios contíguos aos da ZPP ou que sofram consequências sociais ou econômicas – recebem 30%

Esta concentração tem sido objetos de críticas e o que acontece no Brasil não encontra paralelo internacional, particularmente no que diz respeito as rendas advindas da produção na plataforma continental e mar territorial. Gobetti *et al.* (2020) explica que a história de cada país e o poder de barganha das forças internas são determinantes nesta distribuição, sendo possível agrupar alguns países. As federações originadas em união de províncias, Estados independentes ou colônias, no que tange à produção terrestre, tenderam ao longo do tempo a transferir os direitos sobre o subsolo aos entes subnacionais, como foi o caso de Canadá, Austrália, EUA e Argentina (Gobetti *et al.*, 2020).

Quando se trata da produção *offshore* a propriedade, o controle e os benefícios fiscais, na maior parte dos casos, estão centralizados nos governos federais. Considerando Argentina, Austrália, Brasil, Canadá, Índia, Malásia, México, Nigéria, Paquistão, Rússia, Estados Unidos e Venezuela, em todos a propriedade do recurso é federal. No entanto, Brasil e Nigéria (em proporção menor que no Brasil) compartilham receitas da produção marítima com os entes subnacionais e o Canadá cedeu o controle parcial e os royalties da produção offshore as províncias confrontantes. Apenas o Brasil prevê a partilha com municípios (Gobetti *et al.*, 2020). Com base na análise da propriedade, controle e distribuição de benefícios nas referidas federações os autores concluem que:

a experiência internacional indica, por um lado, uma tendência de descentralização da renda do petróleo extraído em terra, dada a possibilidade de identificar estados ou províncias realmente produtoras, por outro, ela demonstra que o mesmo não vale para o petróleo extraído em mar, cujas noções de pertencimento e direito natural são extremamente subjetivas, porque não se materializam em um território claramente definido. Nesse caso, por esse motivo, as constituições federais são bastante homogêneas em atribuir ao governo central o domínio sobre os recursos petrolíferos da plataforma continental, embora alguns países acabem cedendo politicamente à compensação a estados (e municípios, no caso brasileiro) com base no critério de adjacência ou confrontação (Gobetti *et al.*, 2020, p. 39)

Em 2024, o conjunto das participações governamentais no Brasil somaram aproximadamente R\$99,9 bilhões de reais, que incluem royalties R\$58,2 bi; participações especiais R\$39,8 bi; bônus de assinatura R\$428,5 milhões; e taxa de ocupação ou retenção de área R\$455,4 milhões. Os royalties foram distribuídos em 31% para União; 27% para os estados produtores/confrontantes; 34% para municípios produtores/confrontantes; e 8% para o fundo especial, distribuído entre estados e municípios não produtores/confrontantes segundo critérios dos Fundos de Participação dos Estados e Municípios (FPE e FPM). Das participações especiais a União recebeu 46%; estados 37% e municípios 9%; 8% das participações especiais foram

depositados em juízo, em função de disputas sobre sua titularidade. Bônus de assinatura⁷⁴ e retenção de área são parcelas que cabem à União.

Importante destacar que a distribuição apresentada na tabela 14 está em vigor em função da decisão liminar do STF que, em março de 2013, a pedido do Estado do Rio de Janeiro⁷⁵, suspendeu os artigos da lei 12.734/2012 que alteravam os critérios de distribuição em favor dos Fundo Especial, ou seja, dos estados e municípios não confrontantes/produtores. Com um período de transição de sete anos (2013-2019), a referida lei estabeleceu a seguinte distribuição:

Tabela 14 – Alterações propostas pela lei 12.734/2012

Distribuição de Royalties no Brasil Lei 12.374/12				
Ambiente	Beneficiário	Concessão	Partilha	Cessão Onerosa
MAR	Estados Confrontantes	20,0%	22%	20,0%
	Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas	4,0%	5%	4,0%
	Municípios afetados por embarque e desembarque	3,0%	3%	3,0%
	União (Fundo Social)	20,0%	22%	20,0%
	Fundo Especial do Petróleo	54,0%	49%	54,0%

Fonte: adaptado de ANP, 2022, p. 52 e 53

Vale dizer que as alterações partiram do Congresso Nacional, inclusive com a derrubada dos vetos que impediram a redistribuição. A Confederação Nacional dos Municípios (CNM) tem sido também grande defensora da implementação das mudanças propostas na lei. As mudanças, no entanto, não alteram o caráter descentralizado da distribuição, pelo contrário. A redistribuição pretendida é dos estados e, principalmente, municípios produtores/confrontantes em direção ao fundo especial do petróleo, que é distribuído entre os municípios e estados não produtores/confrontantes.

O debate sobre a distribuição se associa a questão da aplicação dos recursos. Reaparece o problema da justiça intergeracional, apresentada na primeira seção deste trabalho. Embora não tomemos os royalties como uma compensação financeira em função da finitude dos hidrocarbonetos, e sim como parte da renda do petróleo em função da monopolização das jazidas, a disponibilidade do recurso entre gerações tem enorme importância, do ponto de vista

⁷⁴ A lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019, estabeleceu que o Bônus de Assinatura dos leilões do excedente da cessão onerosa fossem distribuídos entre estados e Municípios. Os leilões ocorreram em 2019 (R\$69,9 bi) e 2021 (R\$11,14 bi). A lei estabeleceu exclusividade de despesas com esses recursos com previdência, contribuições sociais e investimento.

⁷⁵ Ação Direta de Inconstitucionalidade 4917

da “riqueza” que proporciona como dos efeitos que a queima de combustíveis fósseis tem sobre a vida no planeta.

Gobetti *et al.* (2020) ao revisar o conjunto de estudos (Perez Sebastian, Raveh, 2016; Postali, 2015; Navarro, 2003; Alexandre, 2003; Gomes, 2007; Postali, Nishijima, 2013; Reis, 2005; Givisiez, Oliveira, 2008; Postali, Nishijima, 2008, 2011; Caçador, Monte, 2013; Postali, 2009; Nogueira, Menezes, 2011; Cavalcanti, Da Mata, Toscani, 2019, Postali, Rocha, 2009; Queiroz, Postali, 2010; Postali, 2015; Caselli, Michaels, 2013; Monteiro, Ferraz, 2012; Carnicelli, Postali, 2014; Afonso, Gobetti, 2008; Bregman, 2007; Leal, Serra, 2002; Postali, Rocha, 2009; Reis, Santana, 2015; Tavares, Almeida, 2014) que investigam os efeitos dos royalties nos indicadores sociais, nas contas públicas e na oferta de serviços públicos, concluem que:

(...)os ganhos de receitas petrolíferas não foram particularmente benéficos para as populações dos municípios recebedores. Não há evidências de impactos significativos em termos de melhoria na provisão de bens e serviços públicos ou nos padrões de vida da população local, a não ser sobre o orçamento público. Neste último caso, as evidências apontam para impactos desfavoráveis: as transferências abundantes de royalties para os municípios confrontantes têm produzido a chamada preguiça fiscal, ou seja, um baixo esforço de arrecadação própria, e/ou a ampliação de gastos de má qualidade, que não se traduzem em melhor oferta de serviços públicos (Gobetti *et al.*, 2020p. 24)

Estes resultados podem ser atribuídos sobretudo à ausência de vinculações destas receitas e mecanismos de controle social. Nos últimos anos, com a descoberta e entrada em produção do pré-sal, como vimos, essa questão reacendeu no país. Entre as mudanças propostas no sentido de conferir maior direcionamento a aplicação da renda do petróleo se destacam a criação do Fundo Social (FS), criado junto ao regime de partilha, e a destinação exclusiva de royalties para saúde e educação, lei nº 12.858/2013.

A criação do Fundo Social aproxima o Brasil da prática internacional comumente apresentada como a mais adequada para gestão da renda do petróleo, a criação de Fundos Soberanos de Riqueza (SWF, na sigla em inglês), pertencentes aos estados nacionais, entre os quais o Government Pension Fund Global (GPFG) da Noruega é a principal referência, mas não a única.

Tabela 15 - Fundos soberanos com financiamento a partir de petróleo e gás

País	Nome do Fundo	Ativos (USD trilhões)	Ano de Criação	Origem
Arábia Saudita	SAMA Foreign Holdings	0,51	1952	Oil
Kuwait	Kuwait Investment Authority	1,02	1953	Oil
Arábia Saudita	Public Investment Fund	0,94	1971	Oil

Emirados Árabes	Abu Dhabi Investment Authority	1,07	1976	Oil
Noruega	Government Pension Fund Global	1,73	1990	Oil
Cazaquistão	Kazakhstan National Fund	0,36	1993	Oil
Emirados Árabes	Mubadala Investment Company	0,33	2002	Oil
Qatar	Qatar Investment Authority	0,58	2005	Oil and Gas
Líbia	Libyan Investment Authority	0,68	2006	Oil
Emirados Árabes	Abu Dhabi Investment Council	1,07	2007	Oil
Rússia	National Welfare Fund	0,13	2008	Oil

Fonte: adaptado de Buteicã e Petrescu (2017). Atualizado com informações de Sovereign Wealth Fund Institute (2025)⁷⁶

A estes podem se somar o Fundo Permanente do Alaska (FPA), o Alberta Heritage Savings Fund (AHSF) e muitos outros. Em comum entre os países do quadro o fato de estarem todos entre os maiores produtores e exportadores de petróleo do mundo (ver tabela 3). O Brasil atualmente ocupa a 9ª produção no quesito produção, com aumento significativo nas exportações. Os fundos soberanos, com as diferenças que guardam entre si, funcionam sob a mesma lógica, que direta ou indiretamente se relaciona com a ideia de justiça intergeracional.

O Fórum Internacional dos Fundos Soberanos de Riqueza (IFSWF, na sigla em inglês) classifica os Fundos em quatro tipos: 1) de poupança, cujo objetivo é poupar parte da riqueza oriunda de recursos naturais, aplicá-la de forma rentável, em geral no exterior, de modo a permitir, no futuro, disponibilidade dos recursos. 2) fundos de estabilização: desenhados como reserva fiscal para períodos de instabilidade econômica, particularmente quando relacionada à queda dos preços da commodity responsável pelo fluxo de receitas; 3) fundos estratégicos de desenvolvimento, em geral voltados à política econômica interna como diversificação da indústria, transição energética, garantia do emprego etc. 4) fundos híbridos (multiobjetivos), que incorporam mais de uma ou todas as funções anteriores (IFSWF, 2025). Não são tratados entre estes os fundos de pensão, cujo objetivo é garantir o pagamento de aposentadorias e benefícios individualizados, embora existam fundos financiados com recursos de petróleo com esse objetivo.

O modelo mais celebrado, da Noruega, está integrado à política fiscal daquele país. O fluxo líquido de caixa das atividades do petróleo vai integralmente para o GPF, bem como o

⁷⁶ Consultoria estadunidense que fornece pesquisa e consultoria especializada sobre fundos financeiros (<https://www.swfi.com/about-us/overview>)

retorno dos investimentos. As saídas são para cobrir o déficit orçamentário. A linha da política fiscal estabelece que as saídas do fundo estejam abaixo da taxa real de retorno dos investimentos (~3%), o que tem sido registrado ao longo do tempo, implicando em reservas extras para períodos de maior adversidade econômica⁷⁷ ou desvalorização dos ativos do fundo.

Os repasses anuais do fundo para governo respondem por cerca de 20% do orçamento. Os aportes das receitas do petróleo perfazem um pouco menos da metade do principal, o restante é retorno das aplicações. Os investimentos são feitos apenas no exterior, como mecanismo de proteção à sobrevalorização cambial e inflação. O portfólio é diversificado e vai desde ações, renda fixa, mercado imobiliário, infraestrutura de energia renovável, inclusive em empreendimentos não listados em bolsa (Ministério das Finanças da Noruega, 2025; Norges Bank Investment Management, 2025).

Ao analisar o sucesso do arranjo norueguês, Serra (2005) chama atenção que é preciso considerar que:

além da larga experiência democrática daquele país (...) preço do petróleo se manteve alto durante todo período de existência do fundo e de que a Noruega já possuía uma estrutura produtiva diversificada e um elevado padrão de vida quando o petróleo começou a ser produzido na década de setenta. (Serra, 2005, p. 136)⁷⁸

Vale fazer referência a outras experiências, por exemplo o Public Investment Fund (PIF), da Arábia Saudita. Não foi possível encontrar quanto de recursos do petróleo é transferido pelo governo para o fundo. A lei que regula o PIF estabelece apenas que as receitas do fundo compreendem dotações estatais em dinheiro ou espécie, rendimentos de seus ativos e fundos emprestados. Mas podemos dizer que a renda do petróleo foi a base de constituição do fundo, dado que a maior parte da receita estatal saudita vem do setor petróleo, realidade que o PIF está contribuindo para mudar.

O objetivo do PIF é diversificação econômica. Cerca de 60% dos investimentos estão voltados para dentro do país, estabelecendo parcerias com o setor privado numa estratégia de campeões nacionais em setores prioritários como aeroespacial e defesa, automotivo, mineração, construção, setor imobiliário, tecnologia etc. O PIF é um pilar da Saudi Vision 2030, estabelecida no reino a partir de 2016, com a seguinte orientação:

To become a leading global economy, we are improving our business environment, restructuring our economic cities, creating special zones, and deregulating the energy market to make it more competitive. We are also investing for the future by unleashing

⁷⁷ Foi o que ocorreu durante a pandemia, quando “um saque recorde de 37 bilhões de dólares foi feito pelo fundo no intuito de mitigar os efeitos da crise e aquecer a econômica local” (HOLMER, 2020, apud ISMAEL e LEONE, 2022)

⁷⁸ O período de alta dos preços a que o autor se refere é de 1990 a 2004, no entanto de lá pra cá, com oscilações agudas (2009, 2014 e 2020), a tendência seguiu de alta nos preços

promising new sectors and privatizing government services to diversify our economy and ensure its sustainability. (Saudi Vision2030 Website, 2025)⁷⁹

A atuação do PIF, nos marcos descritos, tem contribuído para o crescimento e ampliação da participação do setor não petrolífero na economia saudita. A meta é que o setor privado não petrolífero lidere a dinâmica econômica do país, aumentando sua participação para 65% do PIB em 2030. Em 2024, a participação foi de 52%, em 2016 eram 47%. O tamanho da arrecadação do governo com receitas do petróleo também diminuiu proporcionalmente, de mais de 90%, no começo da década de 2010 para pouco mais de 60% atualmente (Ministério das Finanças Saudita, 2025).

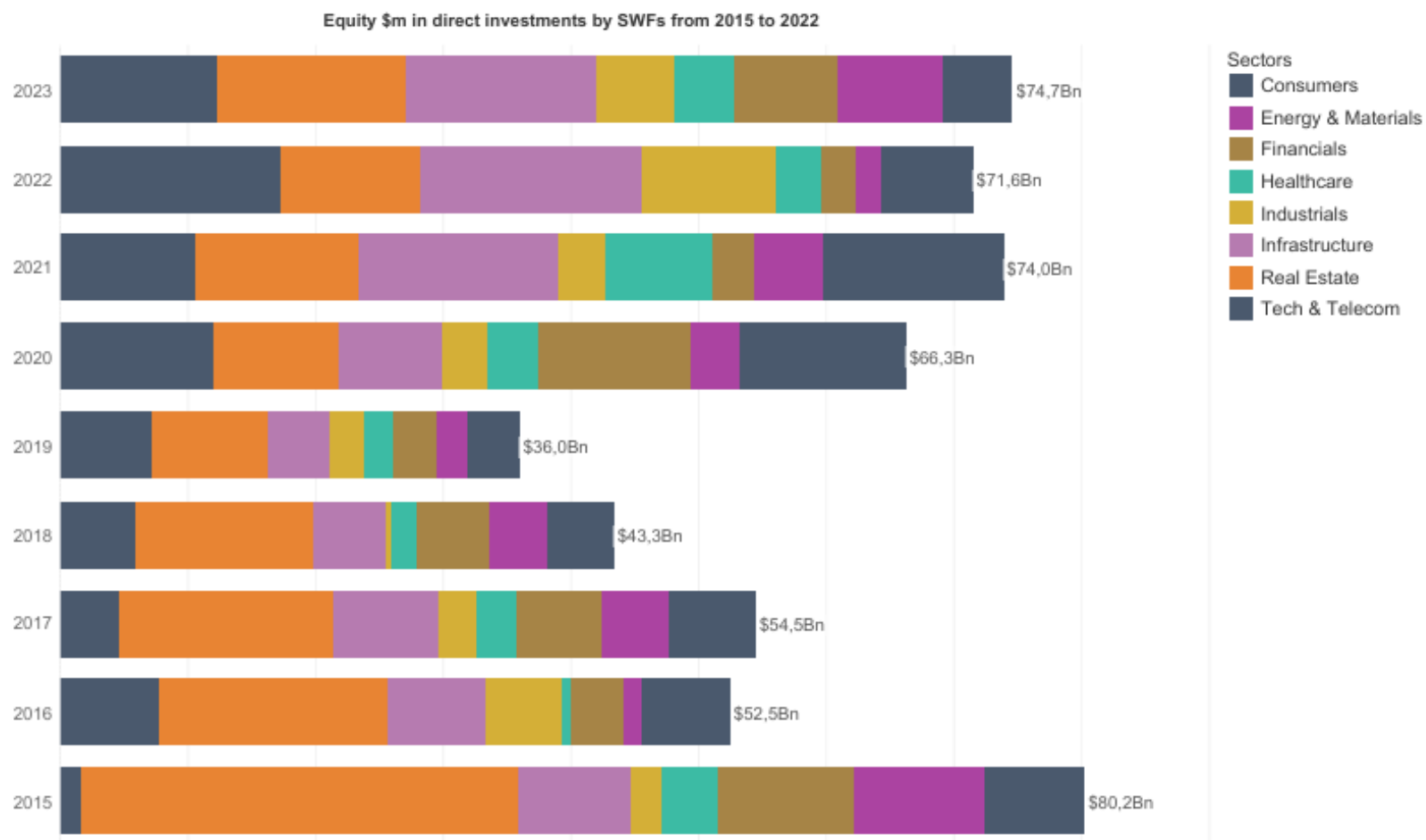
Embora os Fundos Soberanos financiados com receitas do petróleo possam ter objetivos e atuações diversas entre si, cabe observar duas questões centrais na sua dinâmica. Primeiro, o entendimento é que a dependência das rendas do petróleo é um problema a ser enfrentado. Segundo, seu funcionamento é orientado, como todo processo de capitalização, pelo maior retorno possível, ponderando-se os riscos. Assim, por meio das aplicações dos Fundos, a renda do petróleo se espalha pelo mundo em busca de valorização, seja por meios dos mercados de títulos e ações ou pelo investimento direto.

A ranking dos 100 maiores fundos soberanos do Sovereign Wealth Fund Institute (SWFI) informa que são US\$ 14,3 trilhões de ativos administrados por estes fundos. Os fundos no quadro 12 respondem por quase metade disso, e ali não estão listados todos aqueles financiados por renda do petróleo. O retrato desta busca por valorização pode ser notado no gráfico 13. Desta vez os dados são do Fórum Internacional dos Fundo de Soberanos de Riqueza – IFSW⁸⁰. São informações sobre a alocação de capital no mercado global de ações (incluindo empresas listadas e não listadas), com base na atividade de quase 100 fundos soberanos.

⁷⁹ Para nos tornarmos uma das principais economias do mundo, estamos aprimorando nosso ambiente de negócios, reestruturando nossas cidades econômicas, criando zonas especiais e desregulamentando o mercado de energia para torná-lo mais competitivo. Também estamos investindo no futuro ao impulsionar setores promissores e privatizar serviços governamentais, com o objetivo de diversificar nossa economia e garantir sua sustentabilidade (tradução nossa)

⁸⁰ Associação formada atualmente por aproximadamente 50 Fundos Soberanos com o objetivo de implementar os ‘Princípios de Santiago’, documento lançado em 2008, sob orientação o Fundo Monetário Internacional (FMI) através do Grupo de Trabalho Internacional de Fundos Soberanos (IWG-SWF) que propôs princípios e práticas aceitáveis de governança, investimento e gerenciamento de riscos para fundos soberanos, baseados na livre fluxos de capital (FMI, 2008)

Gráfico 12 – Investimentos em aquisição de ações for fundos soberanos 2015-2023



Fonte: IFSWF Annual Review, 2023

Nota-se o peso que tem o setor imobiliário, também implicado pela renda da terra, e o crescimento nos setores de infraestrutura, tecnologia e telecomunicações e bens de consumo.

Em 2023, o setor imobiliário e de infraestrutura lideraram as aquisições US\$14,8 bi cada. Em seguida apareceu tecnologia e telecomunicações US\$12,3 bi, energia e materiais US\$ 8,08bi, finanças US\$ 8,0 bi, indústria US\$6,28, bens de consumo US\$ 5,3 bi e saúde US\$ 4,7 bi (IFSWF Annual Review, 2023).

O sucesso nos objetivos dos Fundos Soberanos, seja a diversificação econômica ou o financiamento do estado por meio de investimentos no exterior, como vimos nos casos de Arábia Saudita e Noruega, subjaz à lógica das finanças em contexto de financeirização. Ao mesmo tempo, revela a capacidade que a propriedade, neste caso, das jazidas de petróleo, tem de acumular mais-valia, sob forma de renda do petróleo, e impulsionar a centralização de massas cada vez maiores de meios de produção e comando sobre trabalhadores. Pessanha (2017) ao analisar a relação dos Fundos Soberanos e a indústria petrolífera encontra em Arrighi uma boa descrição do que queremos demonstrar aqui:

Os fundos são, na prática, fortes instrumentos do Estado, porque são seus gestores que tomam as decisões referentes tanto ao controle e fiscalização de suas captações quanto às decisões sobre os seus investimentos e ainda quanto à operação da economia das nações às quais são vinculadas. Além da forte relação com os poderes políticos, os fundos financeiros são responsáveis pela crescente financeirização da economia global e definidores das escolhas dos territórios e projetos onde serão investidos sob a forma de capital fixo para a produção material no andar de baixo, onde acontece o ciclo de reprodução social (Arrighi, 1997 *apud* Pessanha 2017, p.90).

No Brasil, o fundo soberano de riqueza foi proposto como FS, incluído na lei 12351/2010 que estabeleceu o regime de partilha. A finalidade expressa na norma é de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento: da educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente, mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Em julho de 2025, por meio da lei 15.164/2025, foram incluídos entre programas e projetos de destino dos recursos o enfrentamento das consequências sociais e econômicas de calamidades públicas relacionadas às mudanças climáticas, infraestrutura social, habitação de interesse social, infraestrutura hídrica, segurança alimentar e nutricional, defesa dos direitos e interesses dos povos indígenas, gestão do Sistema Único de Assistência Social (SUAS) e disponibilização de linhas de crédito para pessoas físicas e jurídicas em entes federativos em estado de calamidade⁸¹.

⁸¹ R\$ 15 bilhões do fundo já haviam sido liberados para emergência causadas pela chuva no RS por meio de medida provisória, em 2024.

Os recursos que compõe o FS são: I – parcelas do bônus de assinatura em contratos de partilha, estabelecida pelo CNPE; II – parcela dos royalties que cabem a união nos contratos de partilha, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos; III – receita da comercialização do óleo e gás que cabem à união no regime de patilha; IV – resultados das aplicações financeiras do fundo; V – outros recursos que venha a ser estabelecidos em lei.

A política de investimentos estabelecida na lei que criou o fundo determinava que: aplicações e investimentos do FS serão destinados prioritariamente ao exterior, para mitigar a volatilidade da renda e dos preços na economia nacional; os recursos do FS para programas e projetos sairão do rendimento sobre o capital aplicado; após a constituição e garantia de sustentabilidade, o executivo poderá, mediante lei, propor o uso percentual do principal para programas e projetos; criou o Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS), integrado pelos ministérios da fazenda e planejamento e pelo Banco Central (com regulamentação por decreto posterior), e função de definir: o montante anual a ser resgatado, a rentabilidade mínima esperada, os tipo e nível de risco aceitáveis nas operações, percentuais mínimos e máximos das aplicações no exterior; a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para projetos e programas. Foi criado também o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS), com a função de propor ao Poder Executivo a prioridade e destinação dos recursos resgatados do FS e a alocação e os órgãos destinatários dos recursos na Lei Orçamentária Anual (LOA). A composição do CDFS seria estabelecida em regulamentação (decreto) posterior.

A lei 15.164/2025 revogou a integralidade das normas sobre a política de investimentos do FS. Extinguiu o CGFFS e atribuiu a administração do FS ao CDFS, cujo decreto de regulamentação (12.424/2025) estabeleceu sua composição com três membros. Casa Civil, a quem cabe a coordenação, Ministério da Fazenda e Ministério das Cidades. Nos parece que as mudanças afastam o caráter de fundo soberano de riqueza do FS, convertendo-o em uma unidade orçamentária, com destinação ampla, incluindo do seu principal, afastando-se do caráter de poupança intergeracional.

As dificuldades em se alcançar aquilo que foi proposto inicialmente para o FS já vinha sendo observada antes mesmo da recente alteração legislativa. Silva (2022), ao revisar os estudos que analisaram a implementação do FS (Machado, Silveira, 2021; Machado, 2019; Silva, 2015; Trojebicz 2014; Benvido, 2012; Fabrício, 2011), conclui que eles “apontam para a expectativa de o Fundo Social ser um propulsor do desenvolvimento brasileiro e de melhorias nas condições socioeconômicas do país, no entanto, revelaram fragilidades” (Silva, 2022, p.

23). O principal problema apontado foi a não regulamentação e implementação dos colegiados de gestão, o CGFFS e CDFS, que até a lei 15.164/2025 e o decreto 12.424/2025 não haviam sido implementados. Como vimos o CGFFS foi extinto, sem sequer ter sido implementado. Houve ainda proposta de extinção do FS, por meio da PEC 188/2019, que não prosperou, mas foi aprovado, por meio da EC 109/2021, o uso do superávit⁸² do fundo para amortização da dívida pública em 2021 e 2022 (Casa Civil *apud* TCU, 2024).

Machado (2019) explica que a ausência de regulamentação, levou a que apenas uma parcela dos recursos do Fundo Social recebesse o destino previsto. A fatia estabelecida posteriormente pela lei 12.858/2013⁸³, vinculando 50% dos recursos recebidos pelo FS às despesas com saúde e educação, exclusivamente à educação, até que se atinja a meta de 10% do PIB do Plano Nacional de Educação (2014-2024)⁸⁴. Em 2023, foi aprovada a EC 127/2023 autorizando o uso do FS para financiamento do piso salarial da enfermagem⁸⁵. Entre 2010 e 2023, as dotações no orçamento federal para despesas com saúde e educação vindas do FS somaram R\$ 88 bi (Casa Civil *apud* TCU, 2024).

Em 2024, a auditoria do TCU, com dados do Tesouro, identificou que, entre 2010 e 2022, R\$ 146 bi foram transferidos ao FS. No ano final da série o saldo era de R\$ 20 bi. No período R\$ 66 bi foram para educação e R\$ 64 bi para amortização da dívida pública. A estimativa é que entre 2023 e 2032 o FS arrecade algo em torno de R\$ 968 bilhões (TCU, 2024). A auditoria do órgão de contas concluiu o mesmo que os acadêmicos. Após 10 anos de sua criação “ainda carece o FS de regulamentação que dê concretude às estruturas, processos e instrumentos de governança retromencionados e que possibilite ao Fundo Social alcançar, de forma efetiva, os seus objetivos e finalidades” (TCU, 2024, p. 31). Com base nessa conclusão, o TCU determinou prazo para regulamentação do FS, e instituição do CGFFS e CDFS. A regulamentação veio, como vimos, sem previsão de política de investimentos do fundo, indicando que o FS se converte em receita orçamentária com algumas vinculações, cabendo ao CDFS, particularmente à Casa Civil, orientar sua distribuição no orçamento anual.

⁸² Entendido aqui como diferença entre entradas e saídas do principal e não retorno de investimentos. Na ausência de regulação os recursos do fundo permaneceram depositados na Conta Única do Tesouro.

⁸³ A lei também deu vinculou às despesas com saúde e educação a todas as receitas dos órgãos da administração direta da União da produção no mar, com declaração de comercialidade a partir de 3 de dezembro de 2012; e todas as receitas da produção marítima de Estados e Municípios, com contratos celebrados a partir de 3 de dezembro de 2012.

⁸⁴ A meta não foi alcançada e prorrogada para 2025, não será atingida e a proposta que tramita no congresso PNE 2025-2035 é de 10% no fim do decênio. (<https://www12.senado.leg.br/radio/1/noticia/2025/05/06/novo-pne-10-do-pib-para-educacao-precisa-virar-realidade-defendem-sindicatos>)

⁸⁵ Por meio da Assistência Financeira Complementar da União (AFC) para Estados e Municípios prevendo R\$ 7,3 bi em 2023 e R\$ 10,6 bi em 2024 (<https://www.gov.br/saude/pt-br/composicao/sgtes/piso-da-enfermagem/afc>)

A forma de distribuição dos royalties e participações especiais, como vimos, leva a concentração de receitas em entes subnacionais. Alguns destes grandes recebedores têm tomado a iniciativa de instituir seus fundos soberanos de riqueza. São os casos do Estado do Espírito Santo e dos municípios de Maricá (RJ), Niterói (RJ) e Ilha Bela (SP). Juntos⁸⁶ eles constituíram o Fórum de Fundos Soberanos Brasileiros (FFSB) para promover práticas comuns de gestão governança e prestação de contas. Em 2022 foi divulgada sua carta de princípios⁸⁷, estabelecendo entre seus compromissos “foco no desenvolvimento econômico, socialmente justo e ambientalmente sustentável” e “compromisso com a formação de riqueza no território para as presentes e futuras gerações” (FFSB, 2022). O quadro a seguir reúne informações dos fundos supracitados.

⁸⁶ Assessorados por pesquisadores da Universidade Federal Fluminense e Jain Family Institute

⁸⁷ Disponível em: <https://fundos-soberanos.org.br/principios-brasileiros/>

Quadro 12 – Síntese de informações sobre os fundos soberanos dos entes subnacionais

Nome	Criação	Gestão e Operação	Objetivos	Usos/Investimentos	Receitas	(R\$ bilhões 2025)
Fundo Soberano do Estado do Espírito Santo (FUNSES)	Lei Complementar nº 914, de 17 de junho de 2019; Decreto nº 4765-R, de 26 de novembro de 2020.	Conselho Gestor do Funes (COGEF); Secretaria de Inovação e Desenvolvimento; Secretaria da Fazenda; Banco de Desenvolvimento do Espírito Santo (BANDES) e Banco do Estado do Espírito Santo (Banestes)	Promover desenvolvimento econômico sustentável por meio de uma política de investimentos estratégicos para minimizar os impactos da diminuição de arrecadação com receitas da indústria de petróleo; gerar poupança intergeracional e mitigar riscos fiscais e auxiliar na política fiscal anticíclica	Fundo multimercado gerido pelo BANESTES, meta de rendimento 100% do CDI; limite de concentração de 20% por pessoa jurídica direta ou indireta. BANDES gerencia as aplicações em ações, fundo de investimento estruturados, debêntures em ofertas públicas. Aplicações precisam da aprovação do COGEF. Resgate de rendimentos após montante chegar a R\$ 1bi, quando há queda real de receita de caixa do tesouro Estadual nos dois anos anteriores; quando há variação cambial com impacto fiscal, diferenças de taxas entre exercícios > 10% permite autorização de resgate no tamanho do impacto da variação nas contas do governo; Para composição da poupança com finalidade intergeracional e de política fiscal foi estabelecido percentuais mínimos de 40% (2019-2022), 30% (2023-2026) e 20% a partir de 2027. Após 15 anos, essa reserva, alcançado R\$2bi, pode ser resgatada, desde que mantendo saldo não inferior a R\$ 1 bi, para obras, investimentos e políticas sociais.	Mínimo de 40% da parcela acima de 5% dos royalties. Mínimo de 15% das participações especiais. O COGEF pode reduzir em até 50% estes percentuais; +rendimentos do fundo	2,08
Fundo de Equalização de Receitas – FER (Niterói)	Emenda à Lei Orgânica do Município nº49/2019. Decreto nº13.215/20	Conselho Gestor do Fer (Sec. Fazenda, Finanças, Orçamento e Planejamento); Comissão de Programação Financeira e Gestão Fiscal - CPFGE	Promover justiça intergeracional; mitigar volatilidade das receitas do petróleo; garantir sustentabilidade fiscal; mitigar efeitos dos ciclos econômicos por meio do	Uso do fundo para despesas somente se houver frustração de arrecadação de royalties e PE. Diferença entre previsto na LOA (estimativa da ANP) apurada trimestralmente; Limite de liberação em 50% da frustração e 20% do montante do	10% das receitas de participações especiais e rendimentos do fundo	1,41

	19, Resolução Conjunta SMF/Seplag Nº 001/2019		ingresso regular dos rendimentos das aplicações financeiras com recursos das participações especiais; aumentar a transparência;	FER; Aplicações financeiras são definidas pelo Conselho gestor.		
Fundo Soberano de Maricá (FSM)	Lei Municipal nº 2.785 de 14 de dezembro de 2017 reformulado pela Lei Municipal nº. 2.902 de 03 de dezembro de 2019	Conselho Diretor Deliberativo – CDDFSM (Prefeito, Secretário de Governo. Secretaria e planejamento, orçamento e gestão)	Fomento de projetos estratégicos municipais em desenvolvimento regional, ampliação e criação de novas fontes de receita, autonomia financeira, formar poupança pública, sustentabilidade fiscal, mitigar a volatilidade dos fluxos de arrecadação provenientes de petróleo e gás natural.	Reserva de 70% só pode ser utilizada no orçamento em caso de frustração de receitas, nos programas previstos em lei e para manter serviços essenciais; Aplicações no mercado de capitais, com critérios estabelecidos pelo CDDFSM; Reserva de 30%, com limite de 6% por projeto, para: a) microcrédito para desenvolvimento local; b) desenvolvimento regional, com comprovação de geração de emprego local; c) aperfeiçoamento da gestão municipal; d) garantir solvência em contratos de PPP;	1% a 15% de todas as receitas oriundas de compensação financeira (petróleo, mineração recursos hídricos). Percentual estipulado pelo CDDFSM e fixado anualmente na lei orgânica; Apuração e repasse ao FSM no final de cada exercício; Rendimentos	1,99
Fundo soberano do Município da Estância Balneária de Ilha Bela - FSMI	Lei complementar nº1.333/2018; LEI Nº1.359/2019	Concelho Administrativo do FSMI (Sec. Planejamento e Gestão, Administração, Meio Ambiente e direto de Gestão Financeira) Conselho Municipal de Acompanhamento da Aplicação dos Royalties – CONFIRO (02 associações de moradores, 01 defesa do meio ambiente; 01 comércio local; 01 turismo local; 01 categoria profissional; 06 Poder Público, sendo 04 membros do C. ADM. FSMI)	Formar poupança pública, mitigar os efeitos dos ciclos econômicos e fomentar projetos de interesses estratégicos do município.	Aquisição de ativos financeiros: depósitos especiais remunerados em instituição federal ou integralização de cotas de fundo privado. Aprovação pelo Conselho administrativo e CONFIRO. Resgate do fundo quando a arrecadação de royalties não atinge 50% da RCL do exercício anterior ou em caso de catástrofe ambiental.	Porcentagem do total de recursos de royalties. Progressão de 8% no 1º ano para 25% no 5º. Fica congelado do 6º ao 10º ano, quando pode ser alterado por lei de iniciativa do executivo.	0,97

Elaboração própria. Fontes: FFSB (2025); Lei complementar nº1.333/2018; Lei Municipal Nº1.359/2019; Lei Municipal nº 2.78/2017; Lei Municipal nº. 2.902/2019; Emenda Lei Orgânica do Município nº49/2019. Decreto nº13.215/2019, Lei Complementar nº 914/2019; Decreto nº 4765-R/2020; Resolução Conjunta SMF/Seplag Nº 001/2019

Há muitos aspectos que escampam a essa síntese. De mesmo modo, não é possível percorrer aqui o caminho para constituição de cada um desses fundos. Mas não resta dúvida que, no contexto apresentado ao longo desta pesquisa, de ampliação da produção e da arrecadação com receitas da renda do petróleo, a partir de 2011, as iniciativas sinalizam a preocupação destes entes em estabelecer uma poupança a partir destas rendas. Embora as formas de uso, o grau de comprometimento dos ingressos atuais para o futuro, as formas de gestão e políticas que os fundos devem financiar sejam distintas, as iniciativas apontam na mesma direção. Pretende-se constituir reservas para fazer frente aos ciclos econômicos e o cenário de esgotamento dos recursos petrolíferos.

A constituição de reserva por meio dos fundos soberanos se estabelece como salvaguarda em relação ao horizonte de esgotamento das reservas, mas não só. Se coloca também em relação à possibilidade de revisão dos critérios de distribuição, já alterados, mas suspensos por decisão judicial. Por um lado, preservam-se recursos cujo horizonte de disponibilidade pode ser encurtado por mudanças nas regras. Por outro, a adoção de política de poupança intergeracional, alinhadas com a prática internacional reconhecida como adequada, dá peso aos argumentos destes beneficiários em sua defesa da justiça da distribuição atualmente praticada, com base no seu bom uso.

Vale dizer que a condução dada pelos entes que constituíram e regulamentaram seus fundos soberanos entre 2017 e 2019 contrasta com a ausência de regulamentação do FS, instituído pela União, que passados quinze anos de sua criação não havia ainda sido regulamentado nem estabelecidos os colegiados responsáveis pela sua gestão. Por seu turno, os fundos dos entes subnacionais foram criados prevendo critérios para aplicações, seus órgãos gestores e regras de utilização dos recursos. Aqui destacamos o FUNSES, que deu papel central aos bancos públicos estaduais na gestão do fundo, e ao FSMI, que além do conselho administrativo, estabeleceu um conselho de acompanhamento da aplicação dos recursos, com participação de representações da sociedade civil, ampliando assim os mecanismos de controle social.

Percebe-se, portanto, que o incremento da produção, a partir da segunda década desse século, levou a adoção, por parte de entes subnacionais beneficiários de parcelas volumosas das receitas advindas da exploração de petróleo e gás, dos fundos soberanos como política cuja finalidade, pode-se dizer, é promover estabilidade fiscal e poupança intergeracional. As implicações dessa política e seus resultados ainda precisam ser avaliadas. No entanto, a trajetória recente destes entes, levando em conta o conjunto da análise feita nesta seção, fornece elementos para passarmos a olhar para Sergipe.

Capítulo 7 – Análise da distribuição da renda do petróleo em Sergipe

O primeiro registro de exploração de petróleo em Sergipe é de 1958, com a exploração pela Petrobrás em terra, no povoado Cobra D'água, Pacatuba, litoral norte do estado. Na década de 1960, grandes campos terrestres são descobertos. Em 1961, são encontrados reservatórios no município de Riachuelo, com início da produção em 1967. Em 1963, é descoberto o campo gigante de Carmópolis, até hoje maior campo terrestre do país, com início da produção em 1965. O Estado foi pioneiro na exploração no mar. Em 1968, foi descoberto o primeiro campo no mar do Brasil, Guaricema, em frente à praia do Mosqueiro. Neste campo foi lançada a primeira plataforma do país, em 1969, a PGA-1. Nos anos 1970, a Petrobrás amplia sua presença no estado, quando começa a instalar a Petrobrás Mineração S/A (Petromisa), em 1976, a Fertilizantes Nitrogenados do Nordeste (Nitroféril), em 1978 e a Unidade de Processamento de Gás Natural (Tercarmo), em 1979. Novos campos marítimos são descobertos: Dourado e Camorim, em 1970, e Caioba, em 1971 (Araujo, 2025; Ribeiro *et al.*, 2023 p. 521).

A indústria do petróleo, por meio da Petrobrás, promoveu transformações decisivas na economia de Sergipe. Não nos ocuparemos aqui do exame deste processo que, por diferentes óticas, pode ser consultado em Araujo (2025), Cavalli (2023), Ribeiro, *et al.* (2023) Melo, Subrinho, Feitosa (2009), Silva (2005) entre outros. Importa saber que, do ponto de vista da distribuição de renda do petróleo entre entes subnacionais, o Estado e seus municípios foram beneficiários desde a primeira hora, visto que a produção teve início nos anos 1960.

Os gráficos 13, 14, 15, 16, 17 e 18 apresentam a evolução da produção no Estado, por ambiente e por campo de produção. Menos de dez anos separam o início da produção comercial em terra da produção no mar, o que ajuda nas comparações entre as séries. O pico de produção de petróleo em Sergipe coincide com o auge da produção terrestre, em 1984⁸⁸, quando a produção se aproximou de 3 000 000 m³, algo perto de 18 milhões de barris. Durante todo período, a produção em terra respondeu pela maior parte da produção, puxada pelos campos de Carmópolis, Siririzinho e Riachuelo.

A produção no mar teve seu pico ainda na década de 1970. Em 1977, a produção de petróleo alcançou 1 330 000 m³, puxada pelo campo de Guaricema, seguido por Caioba, Camorim e Dourado. Até 1980 Sergipe era o segundo maior produtor do Brasil.

⁸⁸ Nos referimos apenas ao petróleo. Quando somado o gás (boe), o pico de produção é 1989.

No caso do gás natural, a produção é liderada pelos campos marítimos em todo período, com um aumento importante a partir da entrada em produção do campo de águas profundas Piranema, em 2007.

Após o pico de produção em meados dos anos 1980, a produção tem queda até 1997, com recuperação a partir daí, chegando a patamares próximos aos de 1984 no ano de 2008, com 2 730 000 m³ de petróleo produzidos. A partir daí a trajetória é de queda na produção, fortemente acentuada a partir de 2014. O Período pós 2014 é marcado pelos rebatimentos da crise internacional no Brasil, queda nos preços internacionais do petróleo, crise política e início da política de desinvestimentos da Petrobrás, que se aprofundaria nos anos seguintes levando à saída da Petrobrás do Estado.

A Petrobrás passou por um intenso processo de desinvestimento entre 2015 e 2022. O campo de Carmópolis foi vendido para o grupo espanhol Cobra. As 26 plataformas de águas rasas no Estado estão em processo de descomissionamento. A FAFEN foi hibernada, arrendada e hoje encontra-se parada novamente, com a expectativa que a Petrobrás reassuma a planta. O setor de transporte de gás foi privatizado, em meio ao desenho do chamado Novo Mercado de Gás, incluído aí o gasoduto Catu-Carmópolis. Atualmente na porção marítima apenas o campo de Tartaruga está em produção.

O que temos então é que o pico de produção em Sergipe até o momento remete ao período anterior à lei do Petróleo. A partir de 1997 houve aumento na produção, mas não se retomaram os patamares de produção dos anos 1980. A produção em terra durante todo período respondeu pela maior parte da produção de petróleo. A produção de gás por outro lado é maior no mar.

Gráfico 13 – Produção acumulada de petróleo (m³) em campos terrestres de Sergipe – 1963-2025

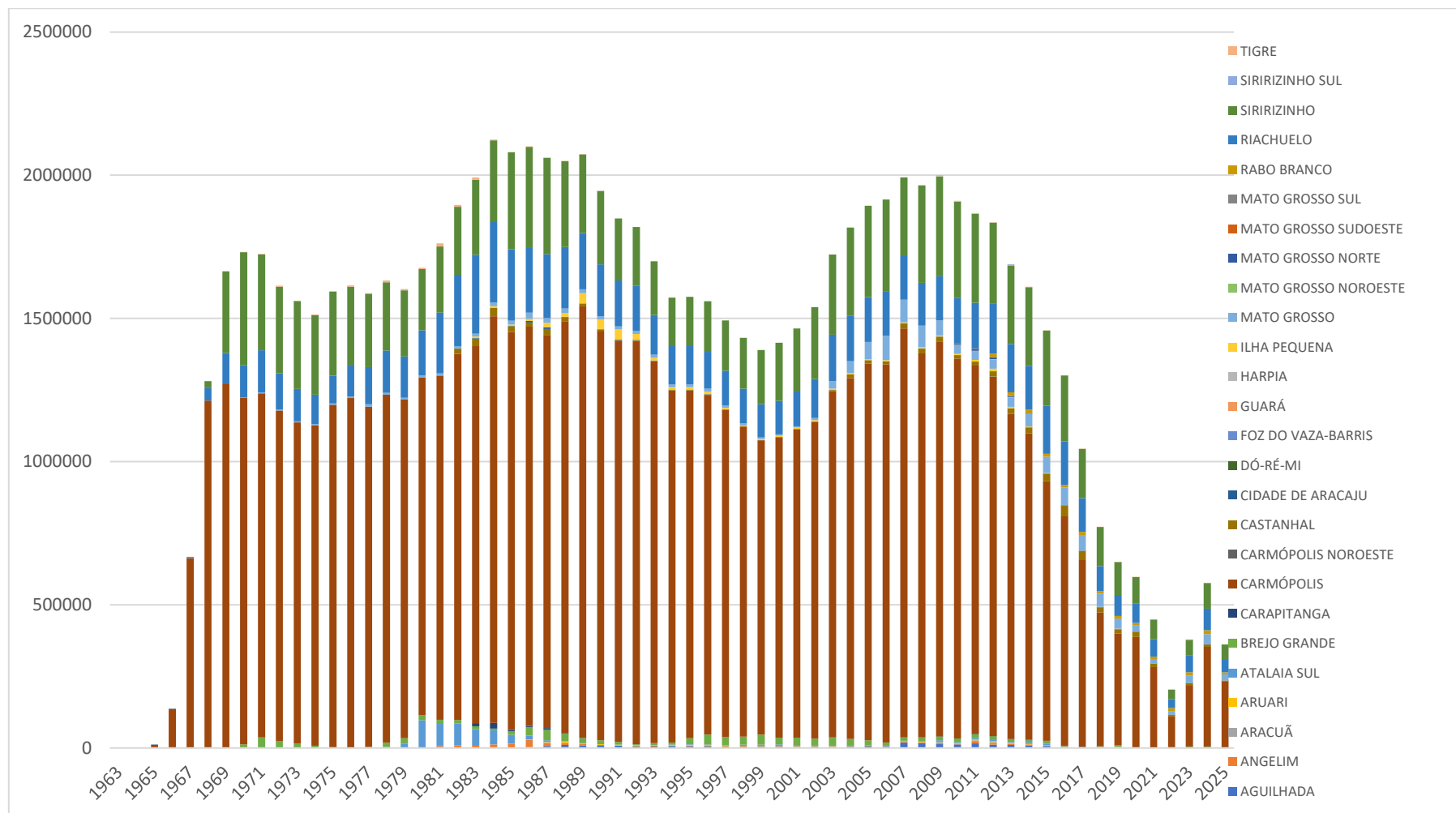
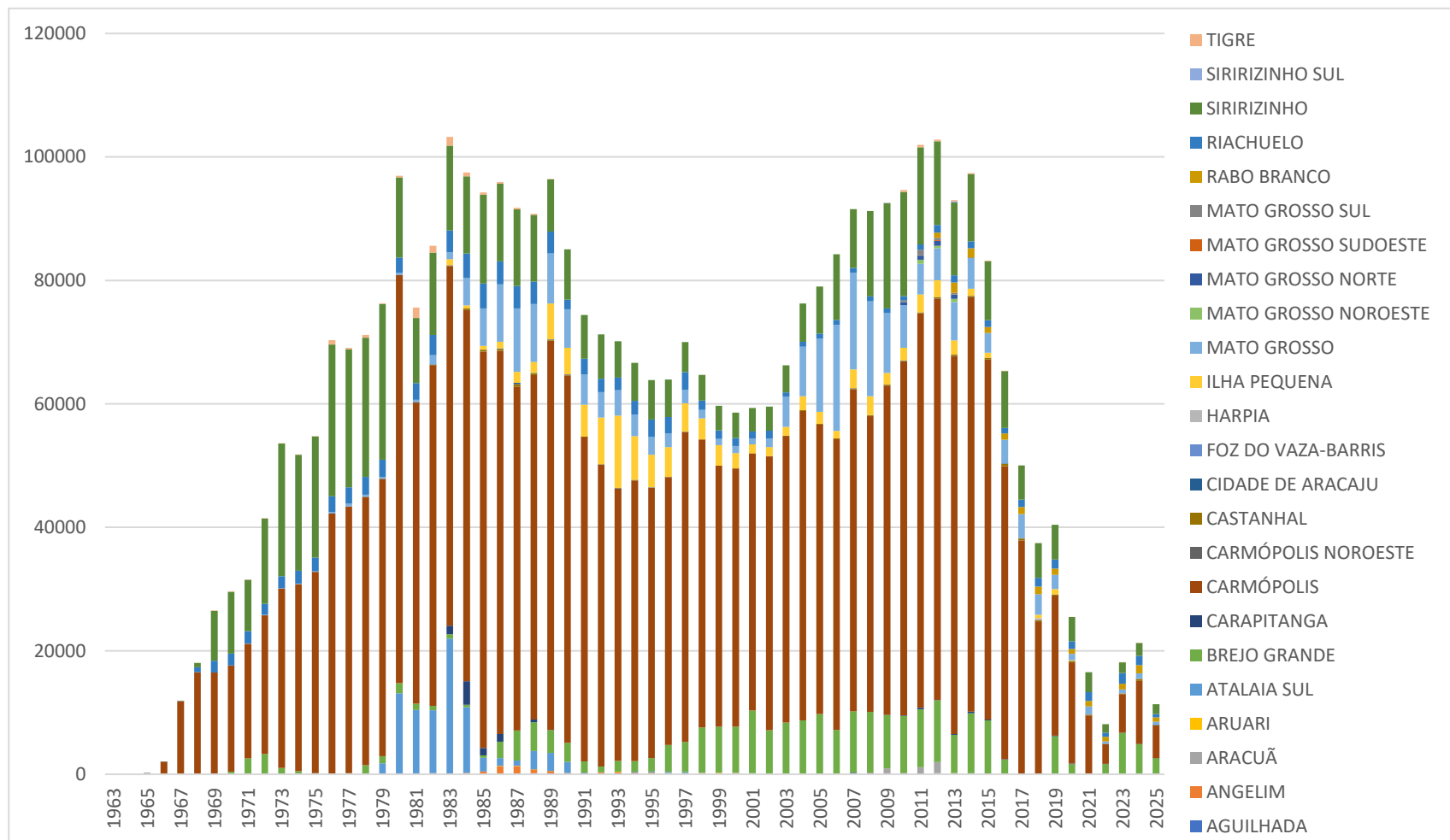
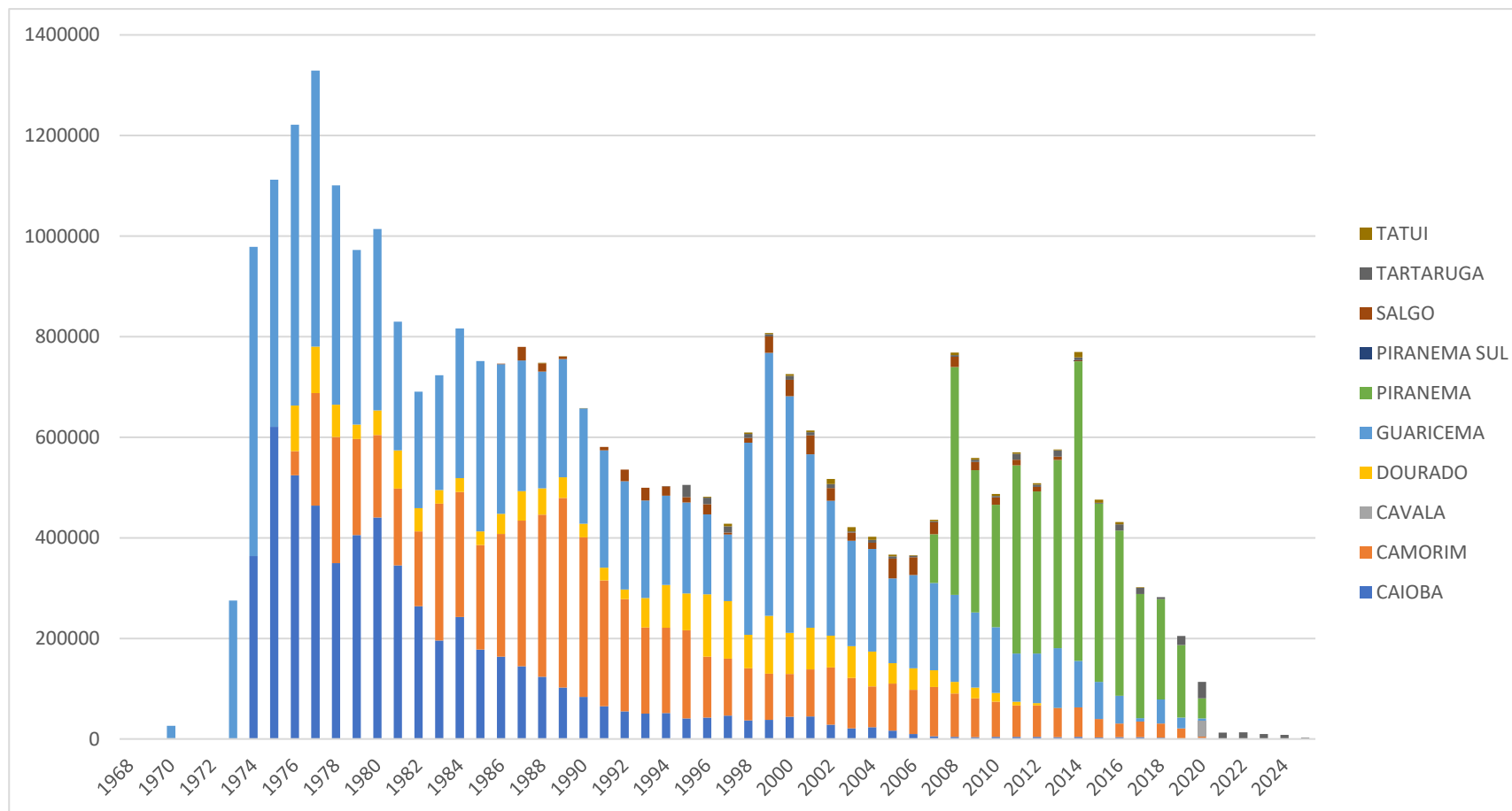


Gráfico 14 – Produção acumulada de gás natural (mil m³) em campos terrestres de Sergipe – 1963-2025



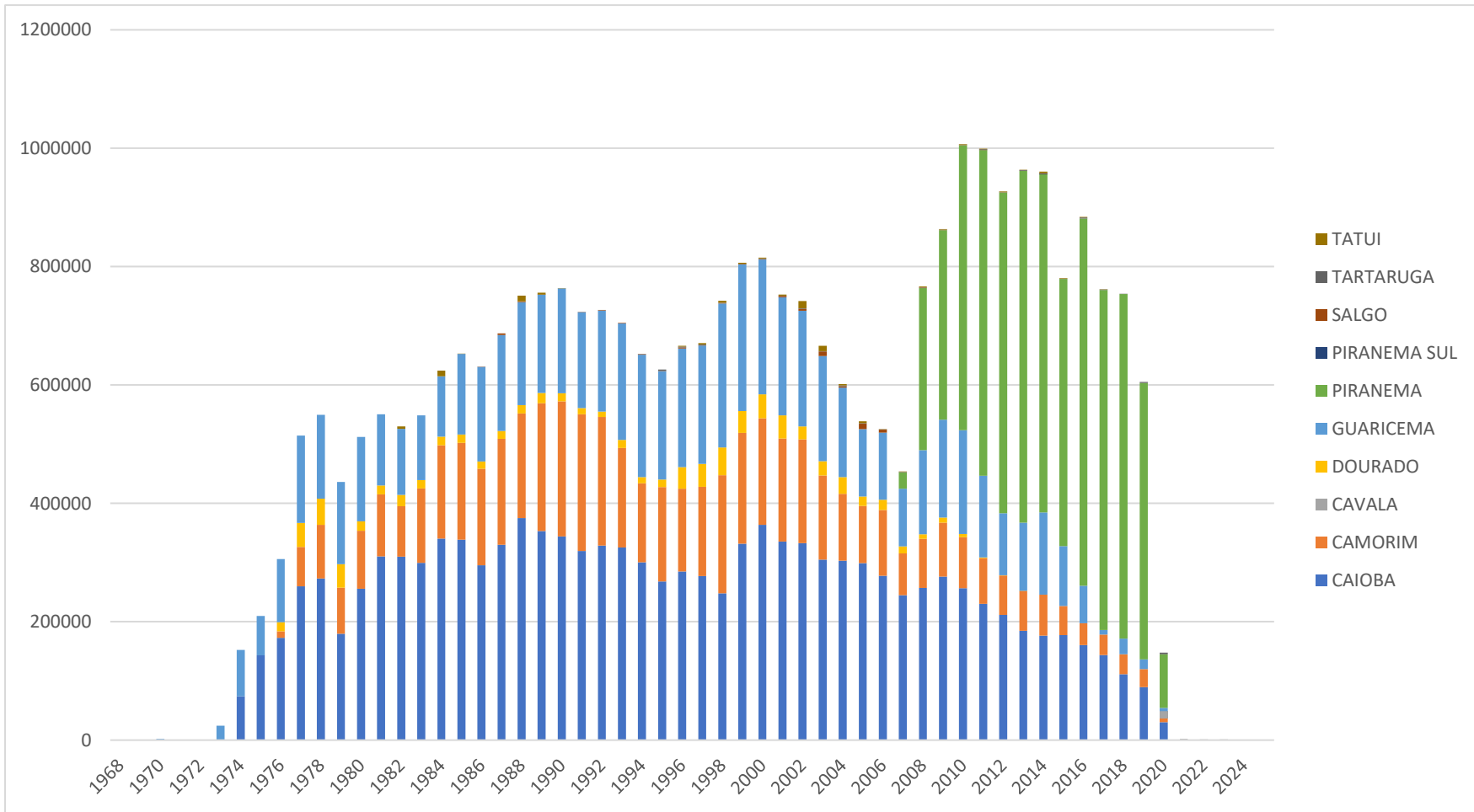
Fonte: elaboração própria, a partir do CDP-ANP, 2025

Gráfico 15 – Produção acumulada de petróleo (m³) marítimos de Sergipe – 1968-2025



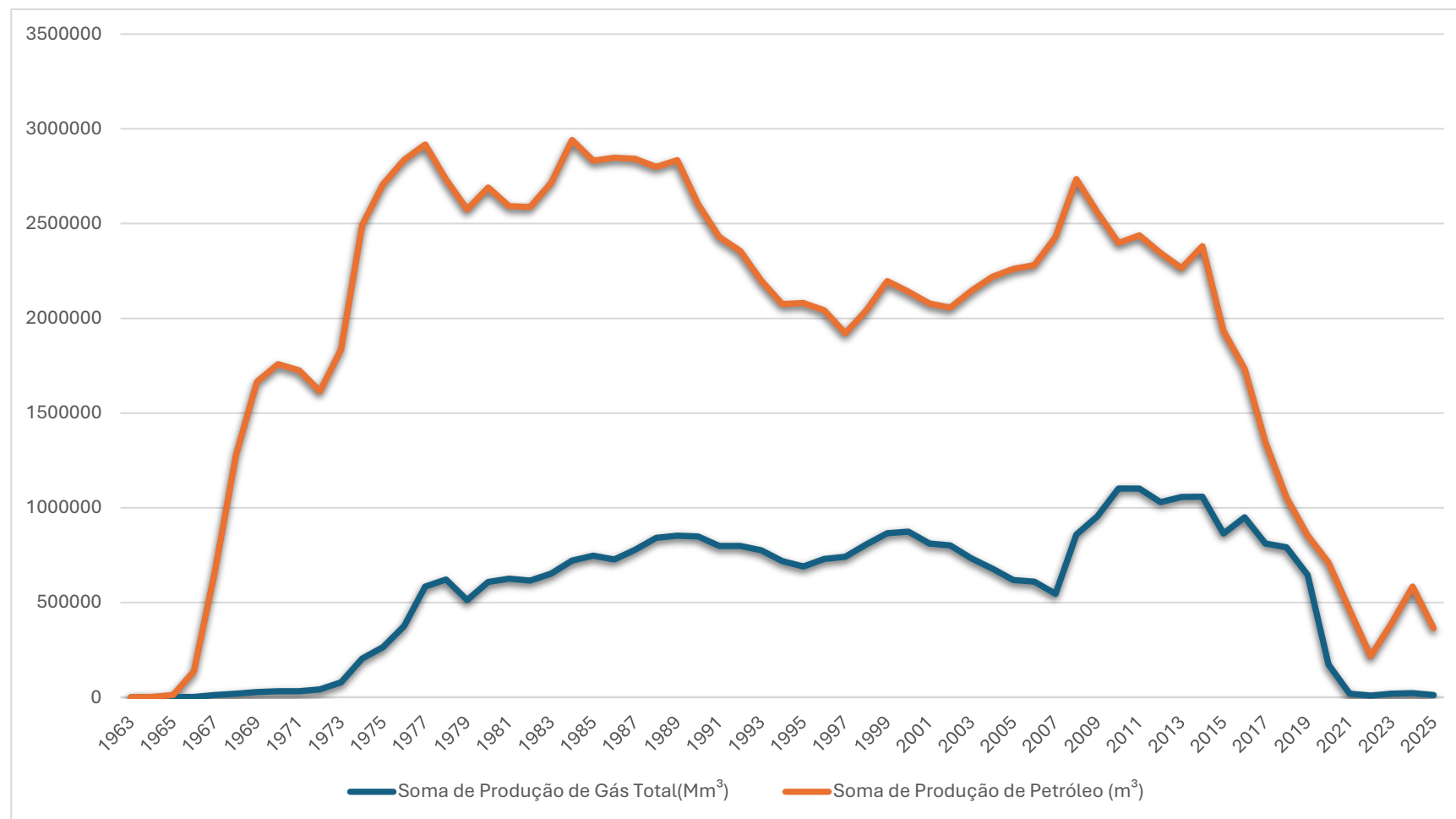
Fonte: elaboração própria, a partir do CDP-ANP, 2025

Gráfico 16 – Produção acumulada de gás natural (mil m³) marítimos de Sergipe – 1968-2025



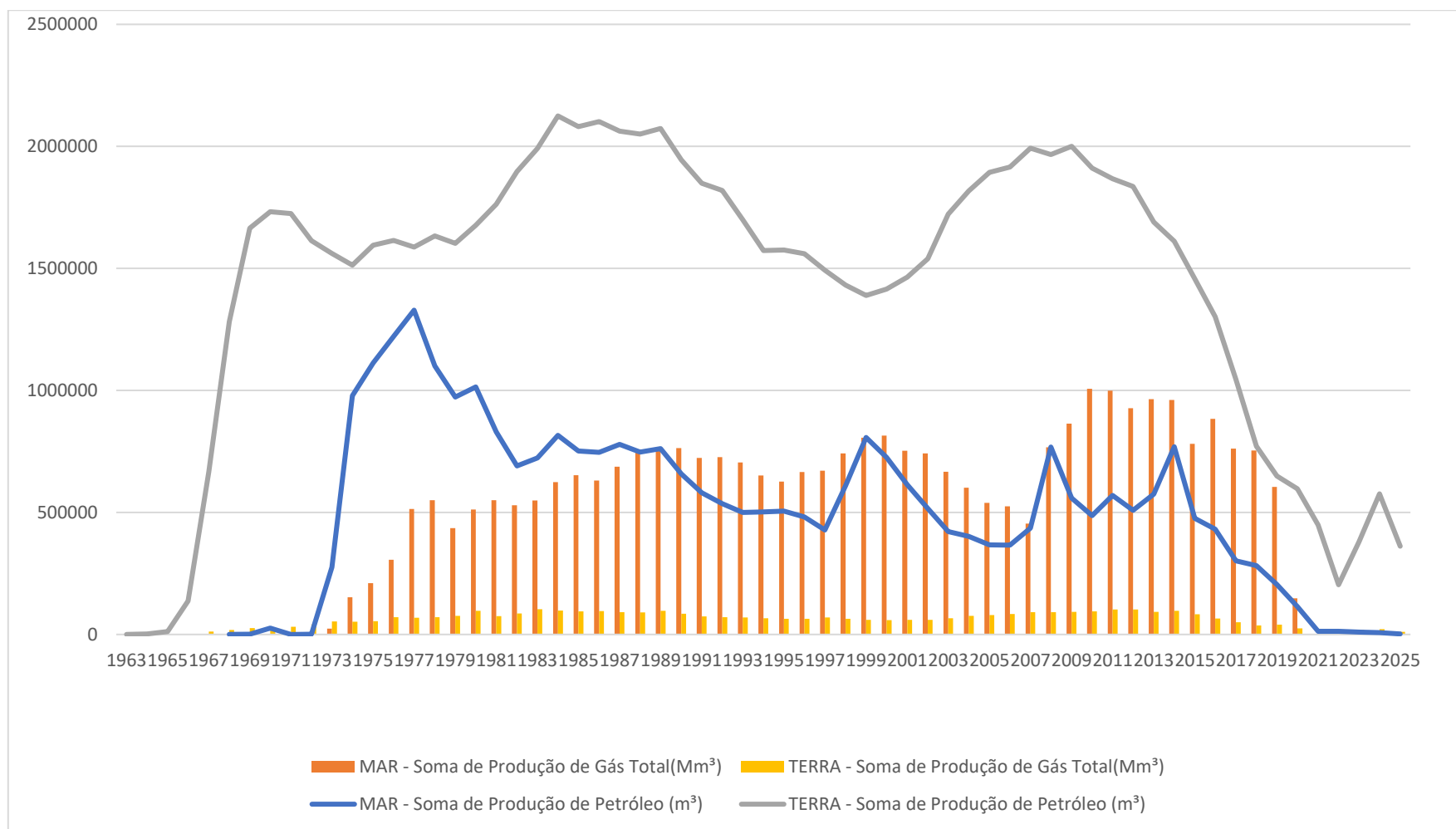
Fonte: elaboração Própria, a partir dos dados CDP-ANP (2025)

Gráfico 17 – Evolução da produção de petróleo e gás natural em Sergipe – 1963-2025



Fonte: elaboração própria, a partir dos dados do CDP-ANP, 2025

Gráfico 18 – Evolução da produção de petróleo e gás natural em Sergipe por ambiente – 1963-2025



Fonte: elaboração própria, a partir dos dados do CDP-ANP, 2025

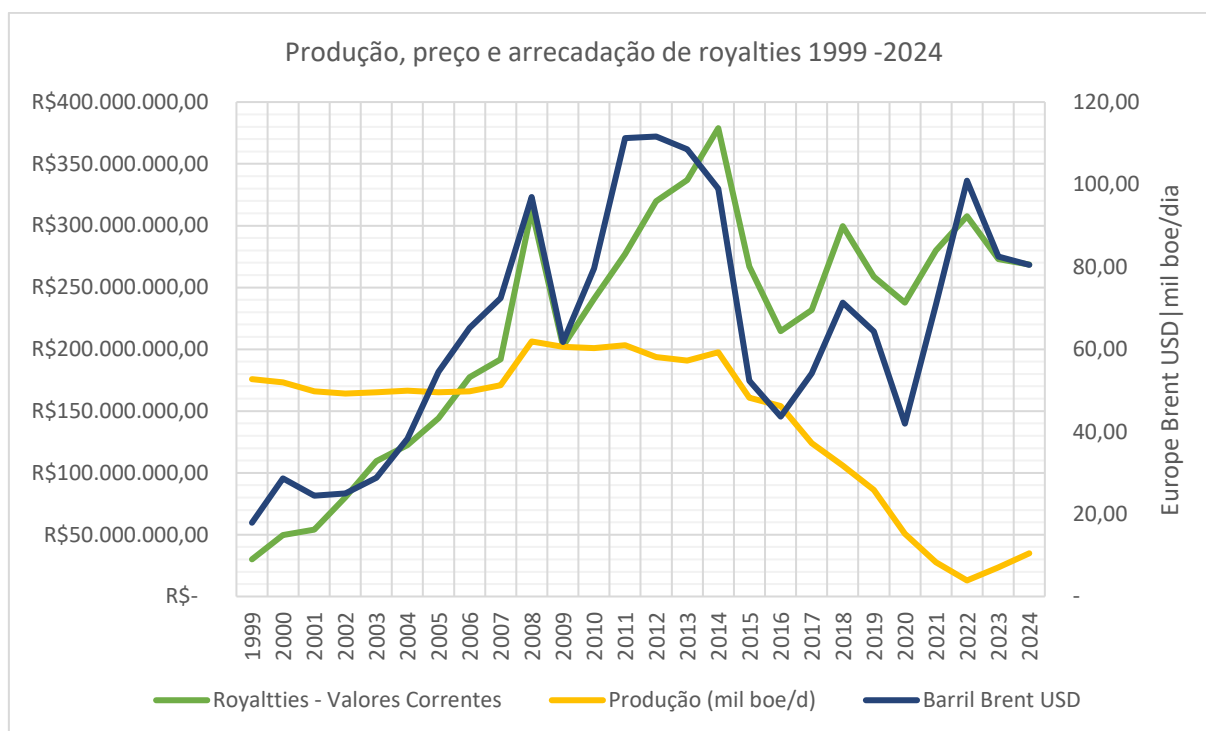
A distribuição dos campos por concessionárias é como segue no quadro 16. É preciso ter em conta que os campos marítimos que têm a Petrobrás como concessionária estão em processo de descomissionamento e devolução para ANP. Observa-se que a produção no estado hoje está a cargo de empresas de médio pequeno porte e que os campos em produção são considerados maduros (marginais). Parte da política de incentivo à produção nestes campos e a estas categorias de empresas é a diminuição no percentual mínimo de royalties a serem pagos.

Tabela 16 – Campos de petróleo sergipanos e concessionárias

Campo	Concessionária	Percentual de Participação	Localização	Lâmina D'Água	Início Produção	Descoberta
Caioaba	PETROBRAS	100	MAR	27	1971	1969
Camorim	PETROBRAS	100	MAR	20	1971	1970
Dourado	PETROBRAS	100	MAR	30	1976	1970
Guaricema	PETROBRAS	100	MAR	25	1968	1968
Piranema	PETROBRAS	100	MAR	1100	2007	2004
Piranema sul	PETROBRAS	100	MAR	1108	2014	2010
Salgo	PETROBRAS	100	MAR	14	1986	1984
Tartaruga	SPE Tiêta Ltda.	75	MAR	14	1994	1994
Aguilhada	Carmo Energy	100	TERRA	-	1969	1966
Angelim	Carmo Energy	100	TERRA	-	1969	1968
				-		
Aruari	Carmo Energy	100	TERRA	-	1986	1986
Atalaia sul	Carmo Energy	100	TERRA	-	1976	1976
Brejo grande	Carmo Energy	100	TERRA	-	1970	1969
Carapitanga	EPG Brasil LTDA	100	TERRA	-	2009	1983
Carmópolis	Carmo Energy	100	TERRA	-	1963	1963
Castanhal	Carmo Energy	100	TERRA	-	1978	1967
Cidade de aracaju	EPG Brasil LTDA	100	TERRA	-	2008	1982
Foz do vaza-barris	Guto & Cacal – Ind. Com. Ser. Ltda	100	TERRA	-	2008	1988
Guará	Nord Oil and Gas	100	TERRA	-	2020	2008
Harpia	Nord Oil and Gas	100	TERRA	-	2009	2009
Ilha pequena	Carmo Energy	100	TERRA	-	1983	1983
Mato grosso	Carmo Energy	100	TERRA	-	1970	1969
Rabo branco	Petrom Produção de Petróleo e Gás	100	TERRA	-	2012	2007
Riachuelo	Carmo Energy	100	TERRA	-	1965	1961
Siririzinho	Carmo Energy	100	TERRA	-	1967	1967
Tigre	Petrolil Óleo e Gás	50	TERRA	-	2008	1969

Fonte: elaboração própria a partir da CDP-ANP, 2025.

Embora desde o início da produção em terra indenizações tenham sido pagas ao Estado e Municípios e, desde 1986, por conta da produção marítima, não localizamos fontes de informações sobre os pagamentos feitos no período anterior ao início da vigência do regime de concessão. Deste modo, os dados que seguem sobre arrecadação são aqueles disponibilizados pela ANP, a partir de 1999, correspondentes as participações governamentais consolidadas. Trataremos a seguir apenas dos royalties.

Gráfico 19 – Produção, preço e arrecadação de royalties 1999-2024

Fonte: elaboração própria, a partir dos dados da ANP e EIA (2025)

No **gráfico 19**, temos informações do volume de produção, a arrecadação total (Estados + Municípios + depósitos judiciais) com royalties em Sergipe e o preço internacional do petróleo de tipo Brent. O preço de referência para pagamento de participações governamentais é calculado tomando a média das taxas de câmbio, valor médio do Brent, e um diferencial de qualidade de cada corrente de petróleo produzida no país, em relação ao petróleo de referência. São estabelecidos deságios para petróleo ácido, com alto teor de enxofre e nitrogênio. O grau API é a principal referência dentre os critérios, já que é referencial para os demais indicadores que precisam ser verificados via PEV. Quanto maior o API melhor o petróleo. A classificação API é utilizada como critério para estabelecer preços de referência para empresas Pequenas e Médias que não possuam análise dos Pontos de Ebulição Verdadeiros⁸⁹ (Curva PEV) das suas correntes de petróleo, de onde se obtém os demais dados. É também o indicador de monitoramento contante. Caso haja mudança duradoura no grau API da corrente, a ANP deve ser notificada e uma nova análise PEV é feita (Resoluções 874/2022 e 986/2025, ANP, 2025).

⁸⁹ Por meio dessa curva se obtém as frações de derivados leves, médios e pesados (gasolina, diesel, e óleo combustível) obtidas para cada corrente. As frações de derivados, multiplicadas pelos preços de mercados para cada derivado é o Valor Bruto da Produção. Do Valor Bruto da Produção nacional e se subtrai VBP do petróleo de referência e os deságios por acidez, enxofre e nitrogênio, obtendo-se o diferencial de qualidade. O preço de referência para pagamento de participações então é = Taxa de Câmbio x 6,2898 x (PBrent +Diferencial de Qualidade). 6,2898 é fator de conversão de barris para metro cúbico. O preço de referência é dado em R\$/m³.

A análise das diferenças de qualidade entre o petróleo nacional e a referência no mercado internacional nos coloca no âmbito da renda diferencial. Neste trabalho não nos ocuparemos da análise detalhada da qualidade das correntes de petróleo produzidas em Sergipe. Importa ter em conta que as participações governamentais são pagas com base em um preço de referência, que pondera as diferenças de qualidade.

Tabela 17 – Características das correntes de petróleo de Sergipe

Nome da Corrente	Características				Rendimentos em Frações Correspondentes		
	°API	%S	TAN	N	Gasoline 10ppm	ULSD 10ppm	Fuel Oil 3,5%
Farfan	38,20	0,159	0,070	0,099	31,41%	29,68%	38,91%
Piranema	44,40	0,105	0,080	0,050	39,02%	34,14%	26,84%
Rabo Branco	34,90	0,164	0,100	-	20,30%	30,50%	49,20%
Sergipano Mar	37,20	0,174	0,100	0,112	25,30%	33,50%	41,20%
Sergipano Terra	24,60	0,390	0,630	0,290	12,42%	24,08%	63,50%
Tigre	33,80	0,330	4,800	-	19,37%	33,83%	46,80%

Fonte: extraído de ANP (PRP, fev., 2021)

Considera-se de melhor qualidade o petróleo com maior rendimento em frações leves e médias, maior grau API, e menor proporção de enxofre (S), nitrogênio (N) e acidez (TAN). No caso do preço de referência para royalties, os deságios começam a partir de 0,60% para S; 0,50 mgKOH/g⁹⁰ para TAN e 0,25% para N. Como se vê, a corrente de maior qualidade é Piranema, produção em águas profundas, encerrada no início de 2020. É a única corrente com rendimento majoritário em derivados leves. Durante seu período de produção, o preço de referência de Piranema esteve entre os 10 maiores do país. Figura em segundo lugar Farfan. As informações dessa corrente são do teste de longa duração, realizado em 2020, como parte do plano de avaliação de descoberta. O campo foi renomeado para Cavala, onde se espera dar início a instalação do modulo I do SEAP. As demais correntes que aparecem na tabela têm perfil ácido e pesada, particularmente o petróleo dos campos terrestres. Mas há outros campos no mar como

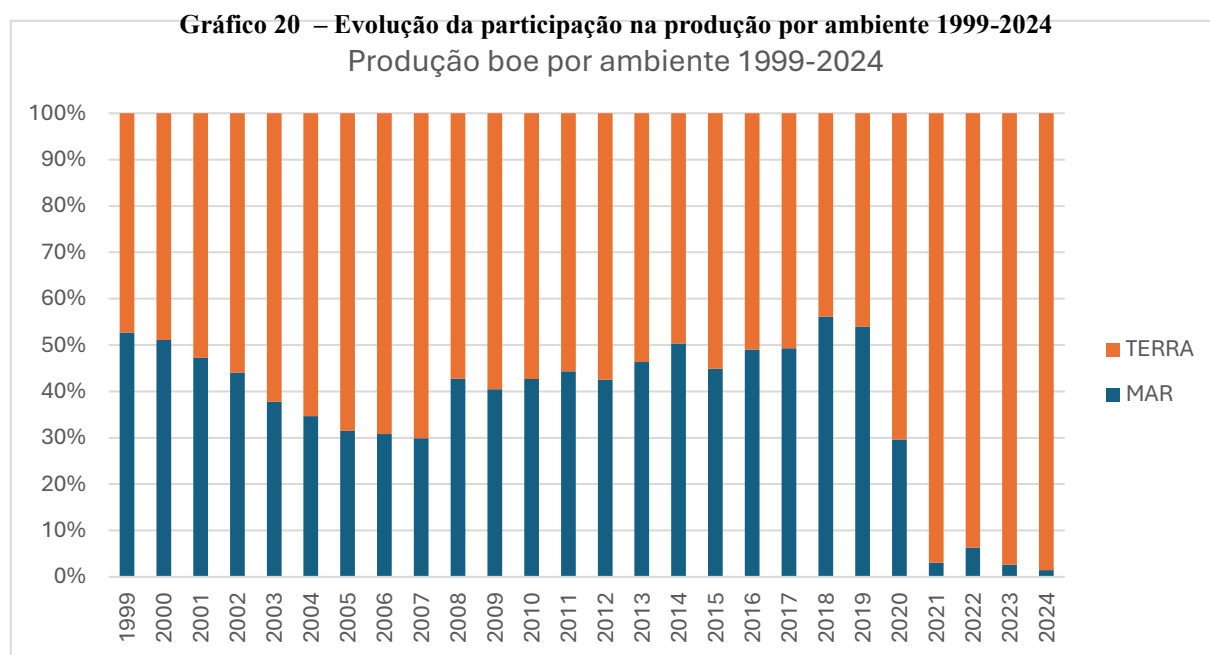
⁹⁰ Miligramas de hidróxido de potássio por grama

Caioba e Tartaruga com correntes acima de 40° API. Tartaruga, operado pela SPE Tiêta, do Grupo Petro Recôncavo, tem seu preço de referência entre os 10 mais altos do país, é o penúltimo.

Retomando para o **gráfico 19**, sabemos que o preço do Brent não é o preço sobre o qual se calculou as participações. No entanto, como é o principal componente do preço de referência, ajuda a ilustrar a influência do mercado internacional na arrecadação. Podemos estabelecer três períodos, como base no volume e perfil da produção realizada no Estado. O primeiro período 1999 a 2007. A produção permanece estável, em torno de 50k boe/d, mas é um período de subida no preço internacional do petróleo que passa de USD 17,09 para USD 72,44. Mesmo sem aumento na produção as participações governamentais cresceram em todo o período.

No segundo período 2008-2014, há um incremento de 10 mil barris diários a mais a partir do primeiro ano da série, puxado pela entrada em produção de Piranema. 2008 registra incremento significativo da produção e o preço do petróleo passa de USD 95. Junto com o pico de preço se atinge o maior volume de royalties da série até então, R\$ 312 milhões. No ano seguinte o preço cai para perto de USD 60, arrastando junto a receita de royalties de Sergipe, que vê sua primeira queda acentuada desde 1997. Os preços se recuperam até passar dos USD 111, em 2012. A arrecadação vai se expandir até 2014 ano que marca o pico de produção de Piranema, o mais alto volume de royalties ~R\$379 milhões.

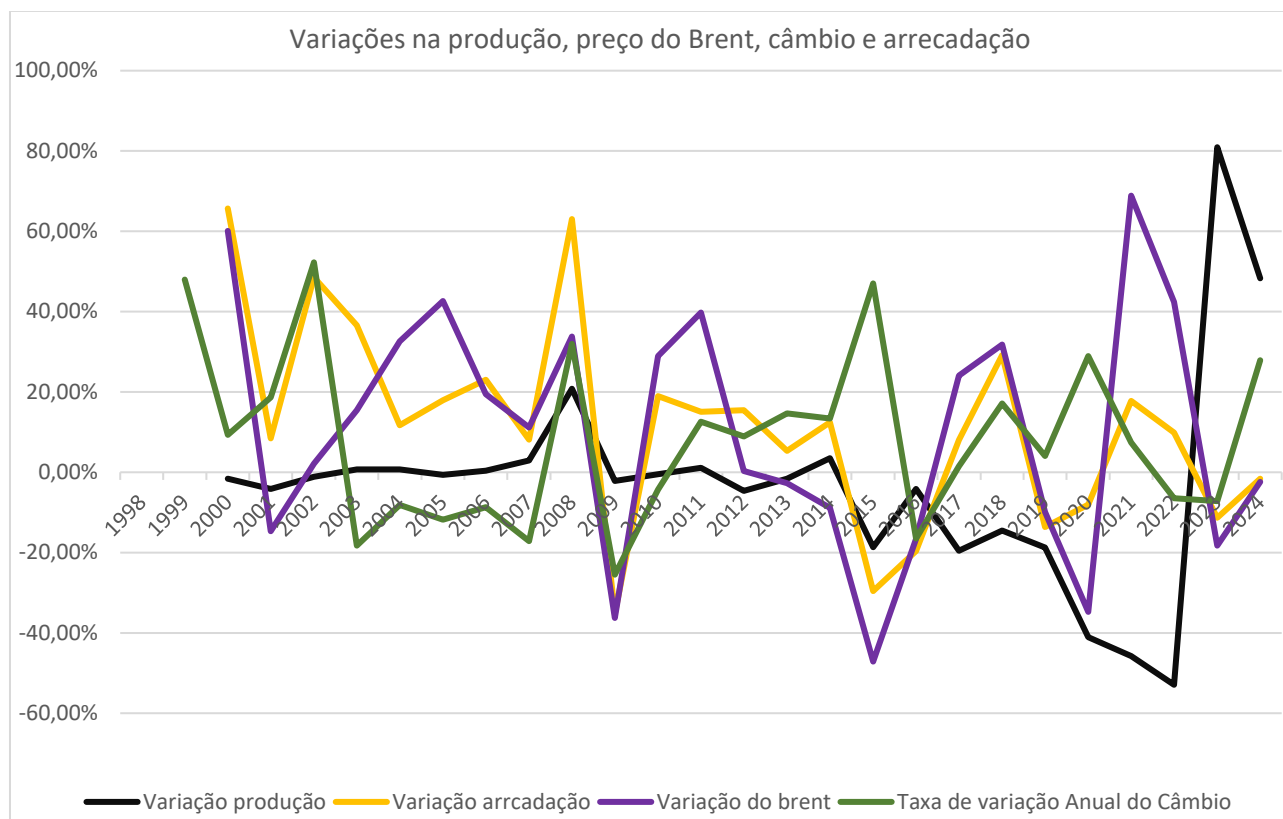
O terceiro intervalo, 2015-2025, começa com a queda acentuada do preço internacional, chegando a USD 43. O preço havia começado a cair em 2013, segue caindo até 2016, com recuperação até 2018 e queda com a pandemia de covid 19, quando vai abaixo de USD 40,00, em 2020. O movimento mais importante deste período é a queda acentuada e contínua na produção. É uma queda média de 27% ao ano de 2015 a 2022. Em 2022, é registrado o menor nível de produção desde 1966, ficando abaixo de 4 mil boe diários. Em 2014, eram quase 60 mil. O contexto dessa queda na produção foi sinalizado no início dessa seção. A produção volta a crescer em 2023, puxada pela produção nas concessões em terra assumidas pela Carmo Energy – Grupo Cobra. No gráfico 20 podemos ver como esse período é marcado pelo encerramento da produção nos campos marítimos.



Fonte: elaboração própria, a partir dos dados de CPD-ANP (2025)

Ainda sobre a arrecadação (gráfico 19). Chama atenção que mesmo a produção quatro vezes menor e o preço quase USD 20 dólares abaixo que em 2009, a arrecadação em 2020 não caiu aos patamares daquele ano. O que nos leva a terceira variável implicada na arrecadação com royalties, o câmbio. Não temos condições de fazer uma análise profunda sobre a variação cambial nesta pesquisa. Mas é possível fazer algumas considerações para o período em questão.

Gráfico 21 – Variações anuais na produção, preço do Brent, taxa de câmbio e a arrecadação com royalties 1999 - 2024



Fonte: elaboração própria, a partir dos dados CPD-ANP (2025), Banco Central - Sisbacen PTAX800, 2025

No **gráfico 21** temos as taxas anuais de variação da arrecadação com royalties, produção, preço do Brent e taxa de câmbio. Como vimos no **gráfico 19**, a trajetória da arrecadação acompanha sobretudo a variação do preço internacional do petróleo. Daquela análise foi possível perceber que, mesmo com relativa estabilidade da produção, houve variações importantes na arrecadação em função das variações nos preços. De mesmo modo, atuam as taxas de câmbio. O trecho mais fácil de visualizar o que estamos tentando dizer é entre 2003 e 2007, quando há valorização do real (variação negativa na taxa de câmbio) ao mesmo tempo em que há aumento do Brent. Nesse período, em que a produção é constante, mesmo com aumento do preço internacional, a arrecadação não acompanha, em função da valorização do real frente ao dólar.

A questão que levantamos ao comparar 2009 e 2020 também se resolve ao considerar o câmbio. Em 2009, a queda nos preços veio acompanhada de queda no câmbio, o que levou a maior variação negativa na arrecadação em toda a série. Em 2020, a queda nos preços e na produção foi contra-arrestada pela desvalorização do real. A mesma conclusão pode ser tirada ao comparar 2009 e 2015. Podemos dizer que no último período (2015-2025), a alta no câmbio

contribuiu para evitar uma queda maior na arrecadação com royalties em função da queda da produção e dos picos negativos de preço. Na verdade, essa tendência é verificada desde 2011.

No que diz respeito à distribuição dos royalties, vejamos primeiro quais os municípios receberam mais royalties no período de 1999 a 2024. O Gráfico 22 representa todas as receitas com royalties, excluídos os depósitos judiciais⁹¹. Passamos a trabalhar agora com os valores contantes, a preços de 2024⁹². Trouxemos os valores para 2024 porque ajuda a visualizar a cada ano quanto em poder de compra atual as parcelas recebidas pelo Estado e pelos Municípios representam. Os acumulados em termos constantes dão uma ideia de uma poupança em que os valores são acumulados integralmente ao longo de 25 anos recebendo apenas a correção monetária.

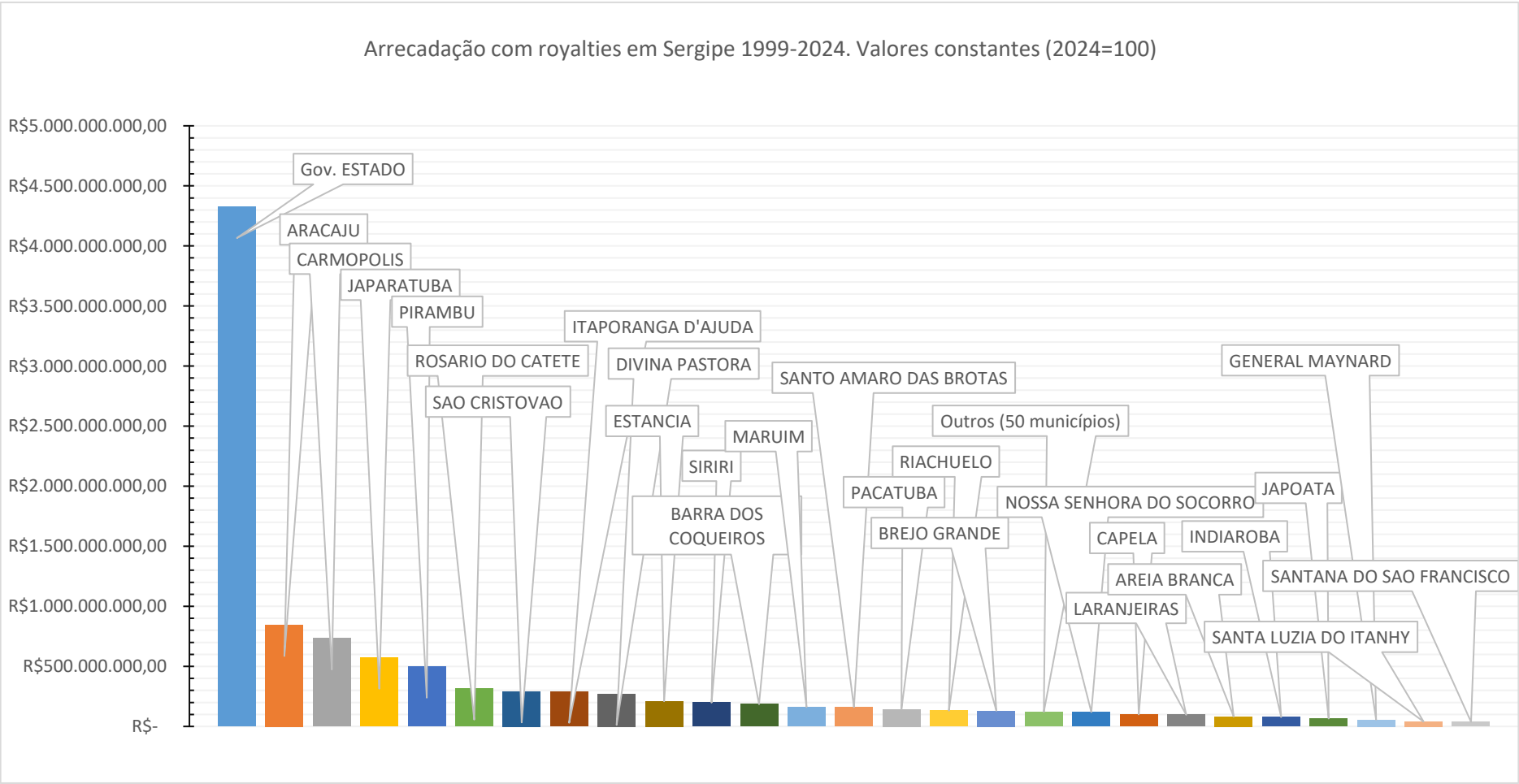
Além do governo do Estado, 25 municípios sergipanos recebem royalties, por algum dos enquadramentos previstos no quadro 10. Do maior para o menor, são eles: Aracaju, Carmópolis, Japaratuba, Pirambu, Rosário do Catete, São Cristóvão, Itaporanga D'Ajuda, Divina Pastora, Estância, Siriri, Barra dos Coqueiros, Maruim, Santo Amaro das Brotas, Pacatuba, Riachuelo, Brejo Grande, Nossa Senhora do Socorro, Capela, Laranjeiras, Areia Branca, Indiaroba, Japoatã, General Maynard, Santana do São Francisco e Santa Luzia do Itanhy. Vale lembrar que todos os demais cinquenta municípios recebem royalties, em percentual reduzido, saídos do fundo especial do petróleo destinado a estados e municípios não produtores/confrontantes e porque fazem parte da zona limítrofe da produção *offshore*.

Ao longo do período, foram arrecadados, em reais de 2024, ~R\$ 10,26 bilhões. Uma média de R\$ 15 milhões por ano. O Estado recebeu ~R\$ 4,33 bi, enquanto os municípios repartiram ~R\$ 5,93 bilhões, com médias anuais de ~R\$ 166 milhões e ~R\$ 228 milhões, respectivamente. A fatia do governo do estado representou 42,14% de tudo que foi arrecado. A dos municípios 57,86%. As 10 cidades que mais arrecadaram ficaram com 41,2% do total geral e 71% do que foi distribuído entre os municípios.

⁹¹ Os depósitos judiciais somaram R\$ 144 milhões em valores correntes, R\$304 milhões a preços de 2024. Optamos por excluí-los porque não seria possível atribuí-los aos municípios sem consultar os processos judiciais. Os depósitos, no entanto, entram na conta do total da arrecadação (gráfico 19) visto que correspondem a parcelas devidas que estão depositadas em juízo. O caso mais notável é o da disputa pelos royalties referentes a Estação coletora de Robalo, que envolveu o questionamento dos limites territoriais entre Pirambu e Pacatuba (CAMARGOS, 2017).

⁹² Série deflacionada a partir do número índice IPCA de dezembro de cada ano, ano base 2024.

Gráfico 22 - Arrecadação com royalties em Sergipe 1999-2024. Valores constantes 2024=100



Fonte: elaboração própria, a partir dos dados CPD-ANP, 2025.

Tabela 18 – Lista dos maiores beneficiários por royalties em Sergipe (1999-2024)

BENEFICIÁRIO	Acumulado 1999-2024 (Valores Constantes)	Média Anual (Valores Constantes)	Percentual do total no período 1999-2024	Popula- ção IBGE 2022
Gov. Estado	R\$ 4.325.701.871,26	R\$ 166.373.148,89	42,14%	2.210.004
Aracaju	R\$ 845.798.363,25	R\$ 32.530.706,28	8,24%	602.757
Carmópolis	R\$ 733.016.822,09	R\$ 28.192.954,70	7,14%	13.853
Japaratuba	R\$ 572.847.208,58	R\$ 22.032.584,95	5,58%	16.209
Pirambu	R\$ 498.677.468,99	R\$ 19.179.902,65	4,86%	7.913
Rosário do Catete	R\$ 315.929.259,03	R\$ 12.151.125,35	3,08%	9.225
São Cristóvão	R\$ 292.960.841,54	R\$ 11.267.724,67	2,85%	95.612
Itaporanga D'Ajuda	R\$ 289.809.867,46	R\$ 11.146.533,36	2,82%	34.411
Divina Pastora	R\$ 272.508.296,30	R\$ 10.481.088,32	2,65%	4.340
Estância	R\$ 209.550.707,50	R\$ 8.059.642,60	2,04%	65.078
Siriri	R\$ 198.134.888,61	R\$ 7.620.572,64	1,93%	7.834
Barra dos Coqueiros	R\$ 184.975.017,07	R\$ 7.114.423,73	1,80%	41.511
Maruim	R\$ 161.542.936,86	R\$ 6.213.189,88	1,57%	15.719
Santo Amaro das Brotas	R\$ 160.532.111,09	R\$ 6.174.311,96	1,56%	11.092
Pacatuba	R\$ 143.189.198,06	R\$ 5.507.276,85	1,40%	12.502
Riachuelo	R\$ 130.916.749,22	R\$ 5.035.259,59	1,28%	8.748
Brejo Grande	R\$ 130.406.403,22	R\$ 5.015.630,89	1,27%	7.841
Outros (50 Municípios)	R\$ 121.894.519,11	R\$ 93.765,01	1,19%	929.361
Nossa Senhora do Socorro	R\$ 119.994.128,16	R\$ 4.615.158,78	1,17%	192.330
Capela	R\$ 100.212.383,92	R\$ 3.854.322,46	0,98%	31.645
Laranjeiras	R\$ 96.530.994,74	R\$ 3.712.730,57	0,94%	23.975
Areia Branca	R\$ 81.666.305,61	R\$ 3.141.011,75	0,80%	24.093
Indiaroba	R\$ 77.891.959,93	R\$ 2.995.844,61	0,76%	16.549
Japoatã	R\$ 65.572.907,69	R\$ 2.522.034,91	0,64%	13.407
General Maynard	R\$ 55.784.701,56	R\$ 2.145.565,44	0,54%	3.037
Santa Luzia do Itanhy	R\$ 40.306.458,63	R\$ 1.550.248,41	0,39%	13.616
Santana do São Francisco	R\$ 37.815.074,61	R\$ 1.454.425,95	0,37%	7.346
Total Geral	R\$ 10.264.167.444,09	-	100,00%	

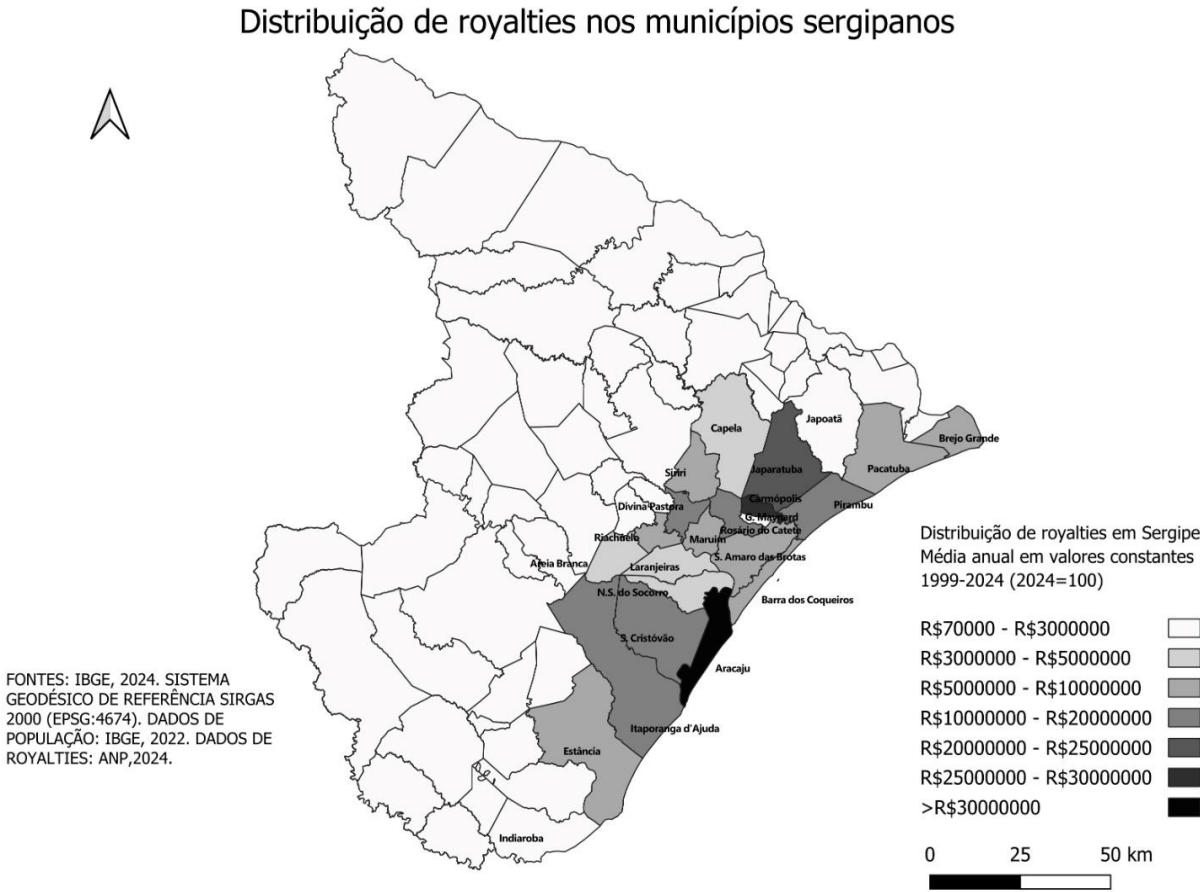
Fonte: elaboração própria, a partir dos dados ANP (2025)

A ANP disponibiliza os dados de motivo enquadramento a partir de 2007. Escolhemos cinco anos do período disponível para obter uma visão geral dos motivos pelos quais os municípios recebem: 2008, 2014, 2018, 2022 e 2025. Os principais beneficiários são os municípios localizados na zona principal de produção, que inclui os confrontantes e aqueles com três ou mais instalações de embarque e desembarque, no caso da produção marítima. Em terra são os municípios produtores com instalações. No banco de dados da ANP localizamos 73 instalações em Sergipe. Distribuídas em 16 municípios. Os royalties são pagos de acordo com a movimentação nas instalações aos municípios onde se localizam as estruturas ou que são afetados por elas, sendo atravessados por gasodutos, por exemplo. Os maiores beneficiários possuem mais de uma instalação. Aracaju 08, Carmópolis 07, Japaratuba 6, Pirambu 2, Rosário do Catete 12, São Cristóvão 02, Itaporanga D'Ajuda 02, Divina Pastora 05, Estância 02, Siriri 01, Maruim 04, Santo Amaro das Brotas 11, Pacatuba 04, Riachuelo 01, Brejo Grande 04, Nossa Senhora do Socorro 02. A confrontação e a qualificação como zona de produção principal

também contribuem na arrecadação em relação à produção no mar. Aracaju, Barra dos Coqueiros, Estância, Itaporanga, Pirambu, Carmópolis e Pacatuba já receberam em função destes critérios. Atualmente apenas Carmópolis, Aracaju e Pirambu são zona de produção principal. Apenas Pirambu recebe royalties pela confrontação com o campo de Tartaruga.

Os demais critérios dizem respeito a produção em terra que tem peso as instalações, como visto, e a classificação como produtor. São enquadrados como produtores: Aracaju, Carmópolis, Japarutuba, Pirambu, Rosário do Catete, São Cristóvão, Itaporanga D’Ajuda, Divina Pastora, Siriri, Maruim, Santo Amaro das Brotas, Pacatuba, Riachuelo, Brejo Grande, Capela, Areia Branca e General Maynard.

Mapa 1 -Distribuição de royalties nos municípios sergipanos



Elaboração própria.

Os municípios classificados como produtores coincidem com a Região Petrolífera Sergipana para qual Silva e França (2009) realizaram estudo sobre a produção de petróleo, o pagamento de royalties e a pobreza na região. Ao analisar o peso das receitas nas contas municipais para o período 1999-2007 identificaram que o volume de recursos recebidos pelos

beneficiários compunha parte significativa do orçamento, em alguns casos 50%, no entanto não houve aumento relevante de investimentos realizados nos municípios (Silva e França, 2009). Mesma conclusão a que chegam Nogueira e Santana (2008, *apud*, Santos, *et al.*, 2017, p. 4).

Silva e França (2009) analisam também o Índice de Pobreza Humana Municipal (IPH-M), o Índice de Exclusão Social (IES) e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) da região entre 1991 e 2000. As autoras concluem que mesmo com melhora no IDH entre os municípios, aqueles com altos valores de royalties *per capita* tiveram melhora pouco significativa nos componentes de renda do IDH. Estes municípios também registraram os piores índices de pobreza humana e exclusão social entre os recebedores de royalties (Silva, França, 2009). A abordagem das autoras, compara o desempenho entre os municípios da RPS. Acaba revelando que onde os royalties têm um efeito ‘isolado’ visto que são municípios menores, com alta relação royalties/população e forte impacto no orçamento público, não houve mudanças significativas em indicadores de renda, pobreza e exclusão.

Silva, Santana e Farias (2014) procedem a análise dos efeitos dos royalties sobre os municípios sergipanos para o período entre 1999 e 2012. Eles construíram indicadores para analisar o impacto dos royalties e participações especiais sobre as receitas tributárias próprias dos municípios, sobre o orçamento total e sobre os investimentos. Avaliaram ainda a relação da arrecadação com o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) e o Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (IFDM). Os municípios foram escolhidos para análise com base no critério de royalties per capita médio acima de R\$ 100 para o período 2000-2010, totalizando 11: Pirambu, Carmópolis, Divina Pastora, Japarutuba, Rosário do Catete, General Maynard, Siriri, Santo Amaro das Brotas, Barra dos Coqueiros, Brejo Grande e Itaporanga D’Ajuda. Nestes municípios a receita com royalties superou e muito a receita tributária própria dos municípios, sendo em alguns casos dez e até vinte vezes maior. De mesmo modo, o peso sobre o orçamento chega passar de 70% em alguns casos. Por outro lado, o crescimento das receitas ao longo tempo não levou ao crescimento proporcional nos investimentos. Concluindo-se que, no geral, o grau de conversão destas rendas em investimentos foi baixo (Silva *et al.*, 2014).

Na comparação entre as médias dos índices de desenvolvimento dos municípios da amostra e das demais cidades sergipanas, os beneficiários de royalties têm desempenho ligeiramente superior. O grupo controle, porém, é maior e concentra muitos dos municípios mais pobres do estado, o que contribuiu para menor média do IDHM e IFDM. Estes municípios não beneficiários, porém, tiveram variação nos índices entre 2000 e 2010 superior aos grandes recebedores (Silva *et al.*, 2014). De mesmo modo, analisando a evolução dentro dos rankings estaduais para os índices, os municípios da amostra não têm desempenho acima da média,

inclusive com casos de perda de posições. Assim, os autores concluem que, embora haja desigualdades entre eles, com alguns se saindo melhor, no estudo em questão Carmópolis apresentou melhores resultados, os beneficiários dos royalties “não têm apresentado um desempenho convincente, capaz de garantir que os recursos petrolíferos estão gerando desenvolvimento nessas localidades” (Silva *et al.*, 2014, p. 89).

Tomando também o IFDM podemos fazer algumas observações. Vale lembrar que a metodologia se baseia na análise de três eixos. Emprego e renda: absorção de mão de obra formal, proporção de desligamentos voluntários, PIB per capita, participação dos salários no PIB, população pobre e de baixa renda e diversidade econômica; Saúde: internações por condições sensíveis à atenção básica, óbitos infantis evitáveis, proporção de 7+ consultas de pré-natal, médicos a cada 100 mil habitantes, cobertura vacinal, gravidez na adolescência, internações relacionadas ao saneamento básico inadequado; Educação: taxa de matrículas em creche, adequação da formação docente no ensino fundamental e médio, distorção idade-série, Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB) anos iniciais e finais do ensino fundamental, taxa de abandono do ensino fundamental e médio, educação integral no ensino fundamental e médio. O Índice vai de 0 a 1, quanto mais próximo de 1 mais alto o nível de desenvolvimento. A proposta metodológica inclui quatro conceitos: resultado inferior a 0,4 – desenvolvimento crítico; entre 0,4 e 0,6 desenvolvimento baixo; entre 0,6 e 0,8 desenvolvimento moderado; acima de 0,8 desenvolvimento alto (Firjan, 2025).

Considerando os resultados de 2013 e 2023 do IFDM para os municípios com maiores royalties *per capita*, de acordo com os critérios do IFDM, apenas quatro apresentam desenvolvimento moderado: Carmópolis, Japaratuba, Rosário do Catete e Aracaju, em 2013 era só Aracaju. Os demais têm seus índices entre 0,4 e 0,6, baixo desenvolvimento. Em uma década, embora todos tenham registrado melhora nos índices, muitos perderam posições no ranking estadual, são os casos de Pirambu, Divina Pastora, Carmópolis, Santo Amaro, Maruim e Itaporanga.

Tabela 19 – IFDM beneficiários de royalties (2013 e 2023)

<i>Beneficiário</i>	<i>Média anual per capita (Preços de 2024)</i>	<i>IFDM 2013</i>	<i>Posição IFDM 2013</i>	<i>IFDM 2023</i>	<i>Posição IFDM 2023</i>
<i>Pirambu</i>	R\$ 2.423,85	0,3985	23º	0,4838	53º
<i>Divina Pastora</i>	R\$ 2.415,00	0,3783	30º	0,5169	39º
<i>Carmópolis</i>	R\$ 2.035,15	0,5504	2º	0,6024	8º
<i>Japaratuba</i>	R\$ 1.359,28	0,4953	4º	0,6536	2º
<i>Rosario do Catete</i>	R\$ 1.317,20	0,5075	3º	0,6369	4º
<i>Siriri</i>	R\$ 972,76	0,3403	53º	0,4973	49º
<i>General Maynard</i>	R\$ 706,48	0,4919	6º	0,5701	17º
<i>Brejo Grande</i>	R\$ 639,67	0,2409	74º	0,4417	65º

<i>Riachuelo</i>	R\$	575,59	0,307	66°	0,4935	50°
<i>Santo Amaro das Brotas</i>	R\$	556,65	0,3647	40°	0,5087	45°
<i>Pacatuba</i>	R\$	440,51	0,3196	61°	0,5109	43°
<i>Maruim</i>	R\$	395,27	0,3851	26°	0,5187	36°
<i>Itaporanga D'Ajuda</i>	R\$	323,92	0,4125	18°	0,5148	42°
<i>Santana do São Francisco</i>	R\$	197,99	0,2855	68°	0,4992	47°
<i>Japoatã</i>	R\$	188,11	0,3467	49°	0,5661	20°
<i>Indiaroba</i>	R\$	181,03	0,2806	69°	0,4383	67°
<i>Barra dos Coqueiros</i>	R\$	171,39	0,4156	17°	0,5477	25°
<i>Laranjeiras</i>	R\$	154,86	0,4439	9°	0,5974	9°
<i>Areia Branca</i>	R\$	130,37	0,3253	59°	0,4346	69°
<i>Estância</i>	R\$	123,85	0,4398	12°	0,5174	38°
<i>Capela</i>	R\$	121,80	0,3345	55°	0,5353	29°
<i>São Cristóvão</i>	R\$	117,85	0,4301	15°	0,5248	33°
<i>Santa Luzia do Itanhy</i>	R\$	113,85	0,3441	51°	0,4118	74°
<i>Aracaju</i>	R\$	53,97	0,6003	1°	0,6906	1°
<i>Nossa Senhora do Socorro</i>	R\$	24,00	0,4066	21°	0,5298	31°

Fonte: elaboração própria, a partir dos dados ANP, IBGE e IFDM

Embora seja necessário um aprofundamento dos dados para cada município, podemos concluir que o diagnóstico dos autores consultados em relação aos beneficiários por royalties em Sergipe não pareceu se alterar no último período. O cenário local se aproxima dos resultados obtidos em outros estudos sobre o tema na escala nível nacional (ver p. 116). O aprofundamento dos diagnósticos e as iniciativas no sentido de uma melhor destinação da renda do petróleo têm enorme importância do ponto de vista de entender esse processo nos últimos 25 anos e assume caráter urgente ao olhar para frente.

O pré-sal responderá, no horizonte dos próximos 10 anos, pela maior parte da produção de petróleo no Brasil. No Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) (EPE, 2023), que apresenta os mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), as Bacias de Campos e Santos aparecem como as de maior atratividade no longo prazo.

Quadro 13 - Resumo dos Argumentos da IPA

Argumento	Descrição	Peso
Intensidade Exploratória	Proximidade e volume dos recursos descobertos	0,35
Atividade Exploratória	Proximidade a blocos exploratórios	0,2
Prospectividade	Risco exploratório e potencial volumétrico dos recursos não descobertos	0,2
Evidência Direta de Hidrocarbonetos	Proximidade a indícios ou confirmações de hidrocarbonetos	0,15
Necessidade de Conhecimento	Grau de incerteza geológica e necessidade de dados adicionais	0,05
Infraestrutura de Abastecimento	Proximidade a instalações operacionais e econômicas	0,05

Fonte: adaptado do ZNMT (EPE, 2023, p. 104-105)

Em seguida, considerando os critérios acima, é a bacia SEAL que concentra maior interesse do setor para exploração e produção de petróleo e gás natural, inclusive com chances elevadas de novas descobertas. De acordo com o documento, “pelo seu potencial indicado em águas profundas e ultra profundas, de óleo e gás natural, onde sete declarações de comercialidade foram realizadas em dezembro de 2021” (EPE, 2023).

As declarações de comercialidade a que o estudo se refere são para os campos Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Sudeste, Budião Noroeste, Cavala e Palombeta. Esses campos estão em fase de desenvolvimento pela Petrobrás no projeto Sergipe Águas Profundas e devem ser explorados por dois FPSO. São dois navios plataformas que irão operar a 100 km da costa, com capacidade cada um de 120 mil barris/d, de óleo leve. Juntos poderão ofertar até 18 MMm³/d de GN. O projeto inclui ainda um gasoduto de 123 km. O projeto SEAP I envolve as jazidas dos campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, situados nas áreas de concessão BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11.

Nessas concessões, a Petrobras atua como operadora, possuindo 60% de participação no BM-SEAL-11 em parceria com a IBV Brasil Petróleo LTDA (40%), e detendo 100% de participação no BM-SEAL-10. O SEAP II inclui as jazidas dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, localizados nas concessões BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, respectivamente. Nesses campos, a Petrobras é a operadora, com uma participação de 75% na concessão BM-SEAL-4, em parceria com a ONGC Campos Limitada (25%), e detém 100% de participação nas concessões BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10 (Petrobrás, 2023). Há ainda outros blocos em águas profundas em fase de exploração na bacia de Sergipe, cinco operados pela Enauta e um pela ExxonMobil.

Para efeito de comparação, vimos que o pico de produção em Sergipe foi de pouco mais de 60 mil boe/dia. O esperado é que entre 2030 e 2050, o pico de produção seja algo próximo de 250 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Em termos ilustrativos, pensando um Brent de US\$ 70, a receita bruta diária do projeto no pico de produção seria US\$ 17,5 milhões. A alíquota básica de royalties de 10% do regime de concessão, sob o qual está o SEAP, implicaria royalties diários de US\$ 1,7 milhão ou R\$ 8,75 milhões de reais por dia, considerando um câmbio de R\$ 5. São mais de R\$ 3 bilhões por ano com royalties, sem contar as participações especiais.

O governo do Estado e os municípios confrontantes⁹³ e integrantes da zona principal de produção com presença de instalações, devem ser os maiores beneficiários de royalties e

⁹³ Indiaroba, Santa Luzia do Itanhy, Estância Itaporanga D’Ajuda, São Cristóvão, Aracaju, Barra dos Coqueiros, Pirambu, Pacatuba e Brejo Grande, de acordo com Plano de Desenvolvimento da Produção (PETROBRÁS, 2021)

participações, caso as expectativas em relação ao SEAP se realizem. Se a resolução da disputa judicial sobre a redistribuição dos royalties em curso no STF se dê em favor dos novos critérios estabelecidos em 2012, a parcela aos municípios será bastante menor do que seria hoje, cai para 5% dos royalties de 10% incidentes sobre a produção. O governo estadual, por outro lado, não perderia tanto, leva 20% (ver quadros 10 e 11). Mesmo que passem a valer os novos critérios e os municípios percam, o volume da renda do petróleo que pode vir a ser paga não tem precedente em Sergipe. No caso das participações especiais, 40% vão para o Estado, 10% para os municípios confrontantes e 50% para União.

É preciso chamar atenção para o fato de que os contratos de concessão para os blocos onde hoje se encontram os campos do SEAP foram assinados em 2000 e 2004 e, portanto, escampam a lei 12.858/2013, que determinou exclusividade para educação e saúde dos royalties e participações especiais, dos contratos assinados a partir de 03 dez. 2012. Ou seja, o possível incremento significativo da arrecadação, não havendo alteração em sentido contrário, ocorrerá sem vinculação à aplicação dos recursos.

Assim, após 60 anos de exploração de petróleo e pagamentos de royalties, Sergipe está diante da possibilidade de experimentar um novo ciclo, de forma ampliada. Como vimos, é numerosa a literatura que sugere a busca por justiça intergeracional como diretriz para aplicação da renda do petróleo. Seja por meio da formação de fundos de poupança intergeracional, fundos soberanos de riqueza, planos de desenvolvimento, investimento em educação etc. A instituição dos fundos soberanos dos entes subnacionais (ver quadro 16) são iniciativas que caminham nesse sentido e podem ser tomadas como referência. Do mesmo modo a recomendação de que se estabeleçam mecanismos de participação e controle social na gestão dos recursos.

Por outro lado, o que argumentamos nesta pesquisa é que a distribuição e aplicação dos royalties é apenas um aspecto do problema, que precisa ser compreendido no âmbito de um horizonte estratégico que considere as dimensões ambientais, sociais e de soberania. Conforme apontavam Sauer e Rodrigues (2016, p. 202) ao debater o destino do pré-sal:

(...) é preferível produzir petróleo, por qualquer modelo, e assim exportá-lo, convertendo-o em moedas (dólar, euro, yen, yuan?) a serem investidas em fundos, aplicando seus rendimentos em investimentos sociais, como preconiza o conceito do Fundo Social, ou se é mais prudente manter o petróleo, devidamente quantificado e com capacidade de produção, via Petrobras, produzindo-o no ritmo necessário para atender a demanda interna e para gerar recursos requeridos para os investimentos sociais definidos num plano nacional de desenvolvimento econômico e social. É mais conveniente converter o petróleo em moedas e fundos financeiros, cuja gestão e controle são definidos por elites políticas, ou manter o petróleo como recurso a ser convertido em moeda segundo o orçamento de investimentos?"

Desgraçadamente, tem prevalecido a opção pela conversão acelerada dos recursos em moeda e, como vimos, sequer o conceito de FS, então questionado pelos autores, se realizou. A distribuição dos royalties, particularmente por seu caráter descentralizado, parece contribuir com essa lógica, onde sequer há espaço para as perguntas apontadas pelos autores ou outras que se possam fazer. Como, por exemplo, em relação aos problemas ambientais do SEAP relacionados ao risco de vazamento e ao aumento das emissões de GEE; ou quanto ao fato de ter dois gasodutos de mesma capacidade a menos de 10km de distância com o mesmo destino, um da Eneva, já instalado, e o do SEAP a ser construído; ou ainda o emprego de apenas 22 trabalhadores diretos da Petrobrás na operação do SEAP; ou ainda, se já foi esquecida, a tragédia causada pelo crime de derramamento de petróleo na costa do Nordeste em 2019.

Este último aspecto é revelador de outra dimensão do problema que estamos tratando. Os impactos sobre as populações que vivem em regiões produtoras. Como vimos, a renda do petróleo é determinada pela propriedade e pelas diferenças de produtividade entre as regiões, havendo intensa disputa por acesso e controle destas regiões. Embora o tamanho da parcela da renda que cabe ao Estado dependa dos leilões do petróleo, do regime de exploração e das regras de distribuição, é por meio do processo produtivo que se pode ter acesso a essa ‘bolsa de riqueza’. E aí estamos falando de atividade sísmica, perfurações exploratórias, testes de longa duração, instalações de produção, escoamento, transporte e refino. Atividades que implicam impactos socioambientais múltiplos que incluem deslocamentos forçados, expropriações de áreas de uso comum, restrições à pesca e extrativismo, aumento das emissões de GEE com repercussões climáticas dramáticas.

Considerando estes impactos, aos quais poderiam se somar tantos outros relacionados aos meios físico e biótico, a discussão se afasta dos benefícios esperados pelo recebimento de royalties, que a experiência demonstra não estarem sendo alcançados, para os prejuízos não compensados a que são submetidas as populações dos territórios em que há exploração de petróleo. Fica então patente que este aspecto específico, a existência da renda do petróleo, não muda o caráter geral da produção de mercadorias no capitalismo que, à medida que produz riqueza, produz necessariamente expropriação e pobreza.

No modelo que o Brasil adota, impactos, perdas, danos, violações de direitos territoriais e sacrifícios socioambientais a que a população é submetida, particularmente as comunidades tradicionais, sequer estão associados a um projeto de desenvolvimento, o que não os justificaria, mas colocaria a questão em outros termos. Os leilões estimulam exploração acelerada para exportação sem qualquer horizonte estratégico, nem mesmo de baratear os preços aos consumidores. O principal benefício que se apresenta é justamente a arrecadação de royalties e

impostos e a promessa de que este dinheiro financiará o desenvolvimento do país, em especial das regiões produtoras. Pelo que vimos ao longo deste trabalho, não nos parece que esse caminho seja o mais auspicioso.

CONCLUSÃO

Com a presente dissertação nos propusemos contribuir na análise do que consideramos um novo ciclo de acumulação, a partir da indústria petroleira em Sergipe. Nosso plano era analisar a experiência recente da aplicação de royalties em Sergipe, estudar experiências de outros países na aplicação de royalties e contribuir neste debate a partir da abordagem marxista da renda da terra. No percurso, se impôs como necessidade proceder uma caracterização aprofundada da indústria de petróleo na escala mundial, para localizar de forma adequada as transformações que ocorreram no Brasil e em Sergipe.

Consideramos que conseguimos alcançar de forma satisfatória os objetivos propostos. Em primeiro lugar, realizamos uma revisão de literatura cobrindo três abordagens distintas sobre o tema. Apresentamos os principais postulados da tese da maldição dos recursos naturais e do modelo neoclássico de recursos exauríveis, apontando elementos de crítica a estas concepções. Como contraponto a estas abordagens, majoritariamente aceitas, trouxemos a categoria renda da terra, desde a perspectiva da crítica da economia política.

Esta perspectiva, à qual aderimos, tem como centro explicativo para a renda da terra, no nosso caso, renda do petróleo, a propriedade, o monopólio sobre porções do planeta. Pudemos demonstrar como as categorias renda diferencial e renda absoluta reúnem enorme capacidade explicativa do fenômeno que buscamos entender. Identificamos como centrais a compreensão da propriedade como capaz de capturar mais-valia na forma de renda; o preço como determinante da renda e não o contrário; a relação entre lucro médio e lucro extraordinário, entre outros aspectos. Alguns temas merecem aprofundamentos posteriores como algumas polêmicas entre os autores; as diferentes interpretações sobre a renda absoluta e sua validade. Ainda assim, acreditamos que o trabalho realizado cumpre o objetivo de fazer a discussão sobre royalties a partir da abordagem marxiana, o que é um diferencial, em comparação à maioria dos trabalhos sobre o tema no Brasil.

O entendimento da renda a partir das relações sociais de produção deu base para caracterização da evolução histórica da indústria de petróleo. Buscamos encadear a história da indústria a partir dos Estados Unidos, passando pelo cartel internacional do petróleo até chegar na formação da OPEP e no cenário atual. Na caracterização do cenário atual, a pesquisa tem o mérito de reunir um conjunto robusto de dados para o Brasil e para o mundo, em múltiplas dimensões: produção, consumo, refino, fluxo de exportações, reservas, relação produção e consumo e muitos outros.

No que se refere ao papel das empresas, realizamos uma análise detalhada das relações entre as NOC e seus respectivos países, identificando inclusive que a Petrobrás, embora entre

as mais lucrativas, tem uma contribuição proporcionalmente menor ao Brasil do que suas congêneres em seus respectivos países. De mesmo modo, as informações a respeito das empresas privadas no âmbito global, seu volume de produção e espriamento pelo mundo, contribuem para dimensionar o peso dessas companhias, que diante do gigantismo da OPEP, aparece um tanto subestimado em alguns autores. Na mesma toada, por vezes parece que a atuação das NOC exclui as companhias privadas internacionais, o que, como vimos, não é verdade.

No que diz respeito ao estudo das experiências de outros países, na aplicação de royalties, analisamos a partir de duas abordagens, que nos permitiram chegar a constatações relevantes. *A priori*, acreditávamos que encontraríamos estudos comparativos ou mesmo sínteses de como os royalties são aplicados em cada país, não foi o caso. O estudo sobre a experiência internacional partiu da análise dos regimes de produção para alguns países e do *government take*, ou seja, a relação de propriedade das jazidas e o tamanho da participação dos respectivos governos nos rendimentos da produção. Com isso, verificamos que o regime de concessão no Brasil proporciona uma participação reduzida em comparação a maioria dos países que utilizam partilha de produção e contratos de serviço. Neste ponto, foi possível chegar à conclusão também que o monopólio estatal, exercido por NOC, ou por contrato de serviço, proporciona maior participação governamental. Fato que revela o tamanho da tragédia do Brasil, que quebrou o monopólio estatal quando já havia descoberto campos gigantes de petróleo no mar, impondo a abertura das reservas às empresas internacionais, estatais e privadas, minando as possibilidades de planejamento e adoção de políticas de caráter estratégico, para além da exploração acelerada dos recursos. As legislações posteriores também não atuaram no sentido de reverter essa tendência.

A segunda abordagem utilizada na análise foi por meio dos fundos soberanos de riqueza. Tratamos de dois fundos com caráter distintos, o da Noruega e da Arábia Saudita. O primeiro com caráter de poupança intergeracional e de auxílio à política fiscal, e o segundo como um fundo de investimentos prioritariamente locais, voltados à promoção da acumulação capitalista privada não petroleira. Os fundos soberanos de riqueza, constituídos com renda do petróleo, são o ápice da capitalização do monopólio sobre a terra. Capturam e concentram mais-valia por meio da renda internacional do petróleo, produzindo massas gigantescas de capital que se espalha pelo mundo em busca de reprodução ampliada. Em contraste com os fundos de riqueza estrangeiros, o nosso Fundo Social. Foi criado, não regulamentado e seus saldos acabaram no saco sem fundo da dívida pública. A ver o que será do FS após a regulamentação recém

aprovada. Neste aspecto destacamos também análise feita dos fundos soberanos dos entes subnacionais no estado do Espírito Santo, em Maricá, em Niterói e em Ilha Bela.

Estas experiências têm especial relevância para Sergipe, visto que a parcela que recebem da renda do petróleo é em função da produção marítima, o que é esperado nos próximos anos para o estado. São quatro arranjos diferentes que já estão em prática no Brasil, que podem dar importantes subsídios para formulação de políticas para royalties e participações especiais. Particularmente a experiência do FUNSES, por se tratar de um fundo estadual, com o banco do Estado tendo papel central em sua gestão, alternativa disponível para Sergipe através do Banese. De mesmo modo o FSMI, junto ao qual foi instituído o Conselho Municipal de Acompanhamento da Aplicação dos Royalties – CONFIRO, instrumento de controle social com participação paritária da sociedade civil.

Sobre a aplicação recente dos royalties em Sergipe. Fizemos uma análise das características da produção de petróleo e gás na bacia de Sergipe. Reunimos um conjunto amplo de informações constituído uma caracterização da indústria no estado e sua evolução no tempo. Demos atenção especial aos elementos que impactam no volume arrecadado: produção, preço internacional de referência e câmbio. Com isso, pudemos fazer uma análise da evolução das receitas com royalties para o período de 1999-2024.

Os principais beneficiários foram identificados, assim como os motivos de enquadramento. Em seguida consultamos pesquisas anteriores que se debruçaram sobre o desempenho destes municípios em indicadores selecionados, identificando que não há melhor desempenho entre os grandes recebedores. De mesmo modo, buscamos o IFDM (2013 e 2023) para comparação com os textos consultados, chegando à mesma conclusão. Com poucas exceções, o desempenho dos beneficiários é baixo no indicador, com a maioria dos municípios perdendo posições no ranking estadual no período. Diante desse histórico, a perspectiva de enorme expansão do volume de royalties no Estado pode ter efeitos socioeconômicos e ambientais que vão na contramão da retórica positiva difundida pelas empresas e pelos políticos interessados no projeto.

Podemos acrescentar ainda que, pelo conjunto de questões que levantamos ao longo deste trabalho, que o problema não está no destino que os beneficiários possam dar a parcela da renda do petróleo que lhes cabe. Embora tenha importância, acreditamos que está longe de ser o centro da questão. Na verdade, a discussão já bastante ampla, ao menos na academia, sobre a aplicação dos royalties, acaba de um jeito ou de outro reforçando a ideia, tão antiga quanto falsa, de que a renda do petróleo pode nos redimir. A redenção não veio com o pré-sal, não virá com o SEAP ou com a margem equatorial, embora a discussão sobre as possibilidades,

o desenvolvimento, ou os falaciosos argumentos que se divulgam sobre os milagres que os royalties proporcionarão, ajudem muito a fazer avançar esses projetos.

A questão não pode ser apenas a aplicação adequada de royalties e participações especiais. Propostas para isso não faltam. Criação de fundo soberano de riqueza, classificação dos royalties como receita de capital, o que implicaria despesa de mesma natureza (Fernandes, 2016); centralização das rendas no governo federal, ainda que alguma compensação siga aos municípios (Serra, 2005). A implementação destas e outras medidas certamente produziriam resultados melhores do que o que vemos hoje.

Por outro lado, conforme tentamos demonstrar, todo esse debate diz respeito a uma fração da renda do petróleo, que não é desprezível e, justamente por isso, acaba ocupando o centro da discussão, escamoteando aspectos fundamentais como a questão ambiental. Por exemplo, é curioso que se fale em poupança para o futuro a partir da queima de combustíveis fósseis. Que futuro? De mesmo modo, o processo criminoso de privatização da Petrobrás também sai de cena. Se a discussão é centrada nos royalties, não faz diferença muitas questões afetas ao desenvolvimento econômico em geral e do desenvolvimento regional em particular. Isso porque as alíquotas serão pagas de qualquer maneira, pela Petrobrás ou pelas companhias privadas, com predomínio de capital nacional ou estrangeiro, empregando pessoas da região ou de outras partes do mundo.

Para finalizar, convém destacar que nossa formulação inicial foi analisar a aplicação dos royalties em Sergipe. Entendendo que a aplicação tem a ver com identificar nos orçamentos as despesas financiadas com estes recursos, a rigor, isso não foi possível realizar, pois requeria um tempo maior do que é permitido para a finalização do mestrado. Ao longo do percurso da pesquisa se avaliou como relevante o aprofundamento do debate teórico e histórico tal como foi desenvolvido. De todo modo, avaliamos que os royalties seguem como um tema que precisa ser mais amplamente investigado, particularmente no que tange aos efeitos sobre as contas públicas dos municípios e estados beneficiários, bem como identificar nos orçamentos públicos quais gastos têm sido financiados com estes recursos⁹⁴.

⁹⁴ Um levantamento deste tipo está sendo realizado pelo autor e outros pesquisadores no âmbito no Observatório Social dos Royalties do Programa Ambiental com Comunidades Costeiras – PEAC, para os municípios de Pirambu, Aracaju, Barra dos Coqueiros e Pacatuba. Os primeiros resultados serão divulgados em novembro. <https://osrpeac.com.br/>

REFERÊNCIAS

- ACORDO de Paris. Ministério do Meio Ambiente – MMA, Brasília-DF, [s.d], Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>>. Acesso em: 21 set. 2025.
- ACRUCHE, Roberto Meireles; MATIAS, Ítalo de Oliveira; FREITAS, Fábio da Silva; ERTAL JR., Milton. Estudo bibliométrico sobre indicadores associados aos royalties do petróleo e auxílio multicritério à decisão. *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Campos dos Goytacazes/RJ, ano XVI, n. 61, dez. 2018.
- ALMEIDA, Edmar; ACCURSO, Vinícius. **Government take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil**. Rio de Janeiro: GEE - IE UFRJ, 2013. (Texto para Discussão, n. 002). Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/261992597_Government_take_e_Atratividade_de_Investimentos_na_Exploracao_e_Producao_de_Hidrocarbonetos_no_Brasil>. Acesso em: 21 set. 2025.
- ALTVATER, Elmar. O Capitalismo Fóssil e seu Ambiente Social e Natural. *Revista Baru - Revista Brasileira de Assuntos Regionais e Urbanos*, Goiânia, Brasil, v. 3, n. 1, p. 143–164, 2017. DOI: 10.18224/baru.v3i1.5838. Disponível em: <<https://seer.pucgoias.edu.br/index.php/baru/article/view/5838>>. Acesso em: 20 set. 2025.
- ANDRADE, Daniel Caixeta. Economia e meio ambiente: aspectos teóricos e metodológicos nas visões neoclássica e da economia ecológica. **Leituras de Economia Política**, Campinas-SP, n. 14, pp. 1-31, ago./dez. 2008. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/228455195_Economia_e_meio_ambiente_aspectos_teoricos_e_metodologicos_nas_visoes_neoclassica_e_da_economia_ecologica>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ANP projeta R\$ 32 bilhões em investimentos para Sergipe e repercute agenda no estado. *Governo do Estado de Sergipe*. [s.l.], 06 ago. 2024. Disponível em: <https://www.se.gov.br/noticias/desenvolvimento/anp_projeta_r_32_bilhoes_em_investimentos_para_sergipe_e_repercute_agenda_no_estado>. Acesso em: 24 set. 2025.
- ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Royalties do Petróleo e do Gás Natural**. 8 jun. 2022. Apresentação em Power Point. 59 slides. color, Workshop. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2022/workshop-royalties-do-petroleo-e-do-gas-natural>>. Acesso em: 21 set. 2025.
- ARAÚJO, Nina Quintanilha; NAZARETH, Paula Alexandra; OLIVEIRA, Henrique Diniz de. As rendas petrolíferas dos municípios do Rio de Janeiro e de São Paulo e o pré-sal. *Boletim Petróleo, Royalties e Região*, Campos dos Goytacazes-RJ, v. 15, n. 59, pp. 3-9, abr. 2018. Disponível em: <<https://boletimpetroleoroyaltieseregiao.ucam-campos.br/index.php/bpr/article/view/44>>. Acesso em: 22 set. 2025.
- ARAÚJO, Sergio Silva de. **A luta política dos trabalhadores no Estado de Sergipe: (Partidos, Centrais e Sindicatos 1960-2005)**. Aracaju-SE: Criação Editora, 2025.

AUTY, Richard. **Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse** Thesis. Londres: Routledge, 1993. 284 p.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Sistema Gerenciador de Séries Temporais - v2.1 (Modulo Público) - Dados básicos da série 3692. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarmetadados/consultarMetadadosSeries.do?method=consultarMetadadosSeriesInternet&hdOidSerieSelecionada=3692>. Acesso em: 24 set. 2025.

BAPTISTA, Asdrúbal. Teoría económica del capitalismo rentístico. 2. ed. Caracas: Banco Central de Venezuela, 2010. 306 p. (Colección Clásicos del Pensamiento Económico Contemporáneo de Venezuela). ISBN 978-980-394-067-6. Disponível em: <https://webdelprofesor.ula.ve/economia/oscarded/materias/E_E_Venezuela/Libros_EEV/Teoria_Ec_del_Cap_Rentistico_%28A_Baptista%29.pdf>. Acesso em: 10 set. 2025.

BASTOS, Luiz Eduardo Marques. **Rendas do petróleo e desenvolvimento**: um estudo sobre os municípios beneficiários do Estado da Bahia. Orientador(a): Prof. Dr. Fernando Cardoso Pedrão. 2013. 170 f. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Regional e Urbano) – Departamento do Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Salvador (UNIFACS), Salvador-BA, 2013. Disponível em: <<https://tede.unifacs.br/handle/tede/159>>. Acesso em: 20 set. 2025.

BINA, Cyrus. Some controversies in the development of rent theory: the nature of oil rent. *Capital & Class*, [S.l.], v. 13, n. 39, p. 85–106, nov. 1989. DOI: 10.1177/030981688903900104. DISPONÍVEL EM: <https://www.researchgate.net/publication/242477969_Some_Controversies_in_the_Development_of_Rent_Theory_The_Nature_of_Oil_Rent>. Acesso em: 14 set. 2025.

Bina, Cyrus. Iran's Oil, the Theory of Rent, and the Long Shadow of History: A Caveat on Oil Contracts in the Islamic Republic. *Revue Internationale Des Études Du Développement*, no. 229, 2017, pp. 63–90. JSTOR. Disponível em: <<https://www.jstor.org/stable/26452358>>. Acesso em: 14 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Resolução ANP nº 47, de 03 de setembro de 2014. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05 set. 2014. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-47-2014>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Resolução ANP nº 894, de 18 de novembro de 2022, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05 set. 2022a. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-894-2022-estabelece-os-coeficientes-de-correcao-da-densidade-massa-especifica-e-do-volume-dos-derivados-de-petroleo?origin=instituicao&q=894>>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Resolução ANP n. 874, de 18 de abril de 2022, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 abr. 2022b. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022-estabelece-os-criterios-para-fixacao-do-preco-de-referencia-do-petroleo-produzido-mensalmente-em-cada-campo?origin=instituicao>>. Acesso em 24 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. *Painéis dinâmicos da ANP*. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/dados-estatisticos/painel-dinamico>> . Acesso em: 18 set. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília: MME/EPE, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>> . Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**: previsão da produção de petróleo e gás natural. Brasília: MME/EPE, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás: ciclo 2021–2023**. Brasília-DF/Rio de Janeiro-RJ: EPE, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2021-2023>>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 4917/DF, Relator: Min. Cármen Lúcia, Julgado em 18 mar. 2013, Publicado em 21 mar. 2013. Diário de Justiça Eletrônico, Brasília, v. 55, n. 203, p. 1-5, 21 mar. 2013. Disponível em: <<https://www.stf.jus.br/arquivo/cms/noticiarnoticiastf/anexo/adi4917liminar.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2025.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão n.º 2.385/2024. Processo n.º 005.361/2023-0. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Petróleo, Gás Natural e Mineração (AudPetróleo). Relator: Jorge Oliveira. Sessão de 6 nov. 2024. Ata n.º 45/2024 – Plenário. Brasília, DF: TCU, 2024. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/redireciona/acordao-completo/ACORDAO-COMPLETO-2650900>. Acesso em: jun. 2025.

BUTEICA, Alexandru Cosmin; HUIDUMAC PETRESCU, Cătălin Emilian. The rise of sovereign wealth funds: an overview of the challenges and opportunities ahead. **Hyperion International Journal of Econophysics and New Economy**, Mysuru - Índia, pp. 147-158, 2017. Disponível em: <<https://www.journal-hyperion.ro/journal-archive/category/20-volume-10-issue-1-2017?download=80:the--rise-of-sovereign-wealth-funds-an-overview-of-the-challenges-and--opportunities-ahead&start=9>>. Acesso em: 22 set. 2025.

CARVALHO, Flávia Caheté Lopes. **Aspectos éticos da exploração do petróleo: os royalties e a questão intergeracional**. Orientadores: Prof. Dr. Luiz Pinguelli Rosa e Profª. Drª. Maria Silvia Muylaert de Araújo. 2008. 150 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ,

2008. Disponível em: < <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21429343>> Acesso em: 20 set. 2025.

CARVALHO, Yuri. **Uma análise empírica do uso dos royalties do petróleo nos municípios brasileiros**. Orientador(a): Dr. Glauco Garcia Scandaroli. 2019. 53 f. Monografia (Especialização em Análise de Dados para o Controle) – Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Instituto Serzedello Corrêa, Brasília-DF, 2019. Disponível em: <<https://sites.tcu.gov.br/recursos/trabalhos-pos-graduacao/pdfs/Uma%20análise%20empírica%20do%20uso%20dos%20Royalties%20do%20Petróleo%20nos%20Municípios%20Brasileiros.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2025.

CAVALLI, Igor Gabriel Ereno. **O sistema de inovação petrolífero sergipano frente aos desinvestimentos da Petrobras: a reorganização da inovação a partir de transformações no mercado**. Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pereira Cabral. 2023. 130 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia, Universidade Federal da Bahia, Salvador-BA, 2023. Disponível em: < <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/40411>>. Acesso em: 20 set. 2025.

COMÉRCIO exterior 2023: recordes históricos. Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos - ApexBrasil, Brasília-DF, 05 jan. 2024. Disponível em: <https://apexbrasil.com.br/br/pt/conteudo/noticias/comercio-exterior-2023-recordes-historicos.html>. Acesso em: 21 set. 2025.

CONSELHO Diretor aprova R\$ 8,56 bi para investimentos no setor produtivo. Fundo da Marinha Mercante – Portal Gov.br, [s.l], 23 mar. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/portos-e-aeroportos/pt-br/assuntos/noticias/2024/03/conselho-diretor-aprova-r-8-56-bi-para-investimentos-no-setor-produtivo>>. Acesso em: 24 set. 2025.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; SIMÕES, André Felipe; SANTOS, Edmilson Moutinho dos; SILVA, Isabela Morbach Machado e. Modificações legislativas e impactos nos royalties e na participação especial destinados aos órgãos da administração direta. **Revista de Políticas Públicas**, São Luís-MA, v. 21, n. 2, pp. 959–981, 2017. Disponível em: <<https://www.redalyc.org/journal/3211/321154298022/html/>>.

EMERICK, Vinícios Ventura de Oliveira. **Pobreza e subdesenvolvimento sob o manto das rendas petrolíferas: uma análise do processo de desenvolvimento do Norte Fluminense, a partir da realidade de Campos dos Goytacazes**. Orientador(a): Prof.^a Dr.^a Christiane Senhorinha Soares Campos. 2020. 156 f. Dissertação (Mestrado) –Programa Acadêmico de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão-SE, 2020. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/handle/riufs/18813>>. Disponível em: 20 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás**. Rio de Janeiro: Superintendência de Petróleo/Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis - EPE, n. 5, 2º sem. 2018a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>>. Acesso em: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás**. Rio de Janeiro: Superintendência de Petróleo/Diretoria de Estudos do

Petróleo, Gás e Biocombustíveis – EPE, n. 4, 1º sem. 2018b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>>. Acesso: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás**. Rio de Janeiro: Superintendência de Petróleo/Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – EPE, n. 8, 1º sem. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>>. Acesso: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás** Rio de Janeiro: Superintendência de Petróleo/Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – EPE, n. 10, 1º sem. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>>. Acesso: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás** Rio de Janeiro: Superintendência de Petróleo/Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – EPE, n. 13, 2º sem. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>>. Acesso: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Marco regulatório da indústria do petróleo no México**: Nota Técnica SPT-Abast Nº 1/2016. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set\[1\].pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set[1].pdf)>. Acesso em: 21 set. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Zoneamento nacional dos recursos de óleo e gás: relatório final 2021–2023. Rio de Janeiro: EPE, dez. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-787/ZNMT2021_2023_Relatorio_Final_compacta.pdf> . Acesso em: 18 set. 2025.

ENERGY INSTITUTE. Statistical Review of World Energy. 73rd ed. London: Energy Institute, 2024. Disponível em: <<https://www.energyinst.org/statistical-review>>. Acesso em: 21 set. 2025.

ENEVA conclui compra da celse por r\$ 6,7 bilhões: maior aquisição da história da companhia. Eneva, [s.l], 03 out. 2022. Disponível em: <https://eneva.com.br/noticias/eneva-conclui-compra-da-celse-por-r-67-bilhoes-maior-aquisicao-da-historia-da-companhia/>. Acesso em: 21 set. 2025.

ENRÍQUEZ. Economia dos Recursos Naturais, p. 49-70. In: MAY, Peter Herman (Org.). Economia do meio ambiente: teoria e prática. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010. v. 1. 379p

ESPÍRITO SANTO. Secretaria da Fazenda. Estudo de impacto econômico efeitos financeiros do modelo de distribuição das rendas decorrentes da produção de petróleo e gás instituído pela Lei nº 12.734/2012 - estados de RJ, SP e ES e seus respectivos municípios: Relatório final. São Paulo: Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas, 2019. Disponível em:

<https://sefaz.es.gov.br/Media/Sefaz/Nupetro/estudo_fipe_impactos_economicos_lei_n_1_2.734_2012.pdf>. Acesso em: 24 set. 2025.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - Firjan. **Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (IFDM) 2025**: anexo metodológico. Rio de Janeiro: Firjan, 2025. Disponível em:

<<https://www.firjan.com.br/data/files/C5/A7/42/59/8DBA6910734FAA69D8284EA8/IFDM-Indexe-Firjan-de-Desenvolvimento-Municipal-2025.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2025.

FERNANDES, Andressa Guimarães Torquato. **Royalties do petróleo e orçamento público**: uma nova teoria. São Paulo: Blucher, 2016. 238 p. (Série Direito Financeiro). Coordenada por José Mauricio Conti. Disponível em: <

<<https://openaccess.blucher.com.br/article-list/royalties-do-petroleo-e-orcamento-publico-uma-nova-teoria-316/list/#undefined>>. Acesso em: 20 set. 2025.

FINE, Ben. Landed Property and the Distinction between Royalty and Rent. **Economics, History, Land Economics**, Madison-EUA, v. 58, n. 3, pp. 358-350, ago. 1982. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/227638097_Landed_Property_and_the_Distinction_Between_Royalty_and_Rent>. Acesso em: 22 set. 2025.

FINE, Ben. **The Historical Approach to Rent and Price Theory Reconsidered**.

Londres: University of London, 1980. (Birkbeck Discussion Paper, n. 69). Disponível em:

<https://cooperative-individualism.org/fine-ben_the-historical-approach-to-rent-and-price-theory-reconsidered-1982.pdf>. Acesso em: 21 set. 2025.

FITZSIMONS, Alejandro Luis. La especificidad de la renta de la tierra en la industria petrolera desde una perspectiva marxiana. **Cuadernos de Economía**, Godoy Cruz – Argentina, v. 38, n. 76, p. 1-22, 2019. Disponível em:

<<https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/149774>>. Acesso em: 22 set. 2025.

FRANKEL, Jeffrey A. **The Natural Resource Curse**: A Survey of Suggestions for a Solution. Cambridge: John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2010. (HKS Faculty Research Working Paper Series, RWP10-005). Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/46467328_The_Natural_Resource_Curse_A_Survey. Acesso em: 21 set. 2025.

GALVÃO, Nadielli Maria dos Santos. Análise de correspondência entre perfil municipal e recursos de royalties de petróleo no Estado de Sergipe. **Cafi**, São Paulo-SP, v. 3, n. 1, p. 33-48, 2020. Disponível em:

<<https://revistas.pucsp.br/index.php/CAFI/article/view/46078>>. Acesso em: 22 set. 2025.

GOBETTI, Sérgio Wulff; ORAIR, Rodrigo Octávio; SERRA, Rodrigo Valente;

SILVEIRA, Fernando Gaiger. A polêmica mudança na partilha das receitas petrolíferas.

Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – Ipea, 2020. (Texto para Discussão, n. 2566). ISSN 1415-4765. Disponível em: <

<http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/10081>>. Acesso em: 10 set. 2025.

GOBETTI, Sérgio Wulff; SERRA, Rodrigo Valente. Novo marco regulatório do petróleo.

In: XVI Prêmio Tesouro Nacional – 2011: Tópicos Especiais de Finanças Públicas.

Brasília: Secretaria do Tesouro Nacional, 2011. 43 p. Disponível em:

<https://premios.tesouro.gov.br/stn2011/assets/pdf/tema3/Tema%203%20-%202%20Lugar%20-%20Sergio%20Gobetti.pdf>. Acesso em 20 set. 2025.

GOMES NEY, Marlon; CAETANO, Rodrigo da Costa; SOUZA, Luana Hespanhol de; set. SMIDERLE, Carlos Gustavo Sarmet Moreira. Indicadores de dependência de royalties e participações especiais nos territórios de produção e influência de petróleo e gás natural no estado do Rio de Janeiro. **Espaço e Economia – Revista Brasileira de Geografia Econômica**, Rio de Janeiro-RJ, ano 13, n. 28, pp. 1-16, 2025. Disponível em: <<http://journals.openedition.org/espacoeconomia/28347>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

GOVERNO dos EUA adota novas regras que aumentam os custos para extração de petróleo em terras públicas. Um Só Planeta – Grupo Globo, Estados Unidos da América, 15 abr. 2024. Disponível em: <<https://umsoplaneta.globo.com/financas/negocios/noticia/2024/04/15/governo-dos-eua-adota-novas-regras-que-aumentam-os-custos-para-extracao-de-petroleo-em-terras-publicas.ghml>>. Acesso em: 21 set. 2025.

HARTWICK, John M. Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources. **American Economic Review**, Pittsburgh – Estados Unidos da América, v. 67, n. 5, p. 972-974, 1977. Disponível em: <<https://www.jstor.org/stable/1828079>>. Acesso em: 22 set. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY FORUM; S&P GLOBAL COMMODITY INSIGHTS. Upstream Oil and Gas Investment Outlook. International Energy Forum, June 2024. Disponível em: <<https://www.ief.org/reports/upstream-oil-and-gas-investment-outlook-2024>>. Acesso em: 21 set. 2025

INTERNATIONAL FORUM OF SOVEREIGN WEALTH FUNDS. IFSWF: International Forum of Sovereign Wealth Funds. Londres: IFSWF, 2020. Disponível em: <<https://ifswf.org/>>. Acesso em: 24 set. 2025.

INTERNATIONAL FORUM OF SOVEREIGN WEALTH FUNDS. IFSWF: International Forum of Sovereign Wealth Funds – Annual Review Dashboard. Londres: IFSWF, 2020. Disponível em: <<https://ifswf.org/annual-review-dashboard>>. Acesso em: 24 set. 2025.

ISMAEL, Ricardo; LEONE, Rafael. Fundo Social do Pré-Sal no Brasil: marco legal e institucional, especificidades e desafios na promoção do desenvolvimento humano. **Ciências Sociais Unisinos**, São Leopoldo-RS, v. 58, n. 2, pp. 110–120, maio/ago. 2022. Disponível em: <https://revistas.unisinos.br/index.php/ciencias_sociais/article/view/25357>. Acesso em: 22 set. 2025.

JOHNSTON, Daniel. International petroleum fiscal systems and production sharing contracts. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

JOHNSTON, David; JOHNSTON, Daniel; ROGERS, Tony. International petroleum taxation: for the Independent Petroleum Association of America. Hancock, New Hampshire: Daniel Johnston & Co., Inc., 2008. <<https://www.ipaa.org/wp-content/uploads/2017/01/InternatlPetroTaxSupp.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2025.

KLINTOWITZ, Danielle. (Coord.). **Royalties**: recursos para políticas públicas e desenvolvimento sustentável. São Paulo: Instituto Pólis, 2016. 104 p. (Observatório

Litoral Sustentável - Cadernos Temáticos 2). Disponível em: https://polis.org.br/wp-content/uploads/2016/08/CT-ROYALTIES-Observatorio_02.pdf. Acesso em: 20 set. 2025.

LAIER, Ana Patrícia. A tentativa de se apropriarem de Campos e da Cessão Onerosa. AEPET - Biblioteca Digital, [s.l.], 27 nov. 2018. Artigo. Disponível em: <https://bibliotecadigital.aepet.org.br/artigos/a-tentativa-de-se-apropriarem-de-campos-e-da-cessao-onerosa/?form=MG0AV3>>.. Acesso em: 25 set. 2025.

LOBATO, Marina Olegovna Goncharenok. Regimes jurídicos do petróleo na Federação Russa. **Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia**, Rio de Janeiro-RJ, v. 5, n.1, pp. 62-80, 2018. Disponível em: <https://www.e-publicacoes.uerj.br/rbdp/article/view/34832>>. Acesso em: 22 set. 2025.

LÓPEZ, Lizett Paola Suárez. Renda do petróleo: Geração e apropriação nos modelos de organização da indústria brasileira. Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer. 2012. 193 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em energia – EP/FEA/IEE/IF, universidade de São Paulo.

LUCCHESI, Rodrigo Dambros. **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. Orientador(a): Prof. Dr. Alexandre Salem Szklo. 2011. 149 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2011. Disponível em: <https://fup.org.br/wp-content/uploads/2019/12/RodrigoDambrosLucchesi.pdf>>. Acesso: 20 set. 2025.

MACHADO, Luís Antônio Licks Missel; TRICHES, Divanildo. Análise dos modelos institucionais de regulação econômica da exploração do petróleo nos EUA, Brasil, Argentina, Venezuela e Arábia Saudita. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental – REGET**, Santa Maria-RS, v. 16, n. 16, p. 3055–3067, nov. 2013. Disponível em: <https://www.reget.ufsm.br/>>. Acesso em: 22 set. 2025

MACHADO, Vagner Gomes. **Fundo social do pré-sal**: a relação entre as rendas da União sobre a produção de óleo e gás e a realização de direitos sociais e difusos no Brasil. Orientador(a): Prof. Dr. Clóvis Eduardo Malinverni da Silveira. 2019. 368 f. Dissertação (Mestrado em Direito) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul-RS, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ucs.br/xmlui/handle/11338/4934>>. Acesso em 20 set. 2025.

MACHADO, Vagner Gomes; SILVEIRA, Clóvis Eduardo Malinverni da. A exploração do petróleo do Pré-Sal: o “Fundo Social” à luz do direito ao desenvolvimento. **Revista Direito Ambiental e Sociedade**, Caxias do Sul-RS, v. 11, n. 2, pp. 227-255, 2021. Disponível em: <https://sou.ucs.br/etc/revistas/index.php/direitoambiental/article/view/10367>>. Acesso em: 22 set. 2025.

MACIEL, Fernando; CRUZ, Marcelo; VASCONCELOS, Vagner; OLIVEIRA, Bruno Ferreira; FREITAG, Alberto Eduardo Besser; NICOLAY, Rodolfo Tomás Fonseca. Renda do Petróleo: Uma revisão sistemática da literatura. **Research, Society and Development**, Vargem Grande Paulista-SP, v. 10, n.9, e38110918320, 2021. Disponível em: <https://rsdjournal.org/rsd/article/view/18320/16248>>. Acesso em: 22 set. 2025.

MADUREIRA, Claudio; SOUZA, Luiz Claudio Nogueira de; ALTENERATH, Kelen Carolina. Royalties de petróleo e autocomposição: esforço teórico para a construção de uma proposta de acordo exequível. Disponível em: https://sefaz.es.gov.br/Media/Sefaz/Nupetro/royalties_de_petroleo_e_autocomposicao.pdf. Acesso em 24 set. 2025.

MALAGUTI, Manoel Luiz. Marxistas e neoclássicos: uma confrontação metodológica. **Raízes: Revista De Ciências Sociais e Econômicas**, Campina Grande-PB, n. 6, pp. 33-48, 1988. Disponível em: <https://raizes.revistas.ufcg.edu.br/index.php/raizes/article/view/570>>. Acesso em: 22 set. 2025.

MANO, Gustavo. **Royalties do petróleo e seu aproveitamento no Brasil:** subnacionalizar as receitas e “cidadanizar” as despesas. Orientador(a): Profa. Dr. Maria Antonieta Parahyba Leopoldi. 2017. 191 f. Tese (Doutorado em Ciência Política) – Instituto de Ciências Humanas e Filosofia, Departamento de Ciência Política, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017. Disponível em: <https://www.academia.edu/38199947/Royalties_do_petr%C3%B3leo_e_seu_aproveitamento_no_Brasil_subnacionalizar_as_receitas_e_cidadanizar_as_despesas>. Acesso em: 20 set. 2025.

MARCELINO, Lorena. Cade aprova cessão de blocos em Sergipe e Alagoas para Brava. Agência Eixos, Belo Horizonte-MG, 08 out. 2024. Offshore. Disponível em: <<https://eixos.com.br/empresas/cade-aprova-cessao-de-blocos-em-sergipe-alagoas-para-brava/>>. Acesso em: 21 set. 2025.

MARQUES JÚNIOR, José Carlos; GUEDES, Sânzia Mirelly da Costa. A Lei Federal nº 12.734/2013 e o novo regime de distribuição dos royalties: uma análise à luz das controvérsias constitucionais. **Direito E-Nergia**, [s.l.], ano 5, vol. 8, pp. 16-30, ago./dez. 2013. Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/direitoenergia/article/view/5544/4504>>. Acesso em 22 set. 2025.

MARTÉN, Iván; WHITTAKER, Philip; MARTÍNEZ DE BOURIO, Álvaro. Government take in upstream oil and gas: frame a more balanced dialogue. Boston: The Boston Consulting Group, 2015. Disponível em: <https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG-Government-Take-Upstream-Oil-Gas-Dec-2015_tcm9-88922.pdf>. Acesso em 21 set. 2025.

MARX, Karl; ENGELS, Friedrich. **A ideologia alemã:** crítica da mais recente filosofia alemã em seus representantes Feuerbach, B. Bauer e Stirner, e do socialismo alemão em seus diferentes profetas. São Paulo: Boitempo, 2007. 616 p. (Coleção Marx e Engels). Tradução de Luciano Cavini Martorano, Nélcio Schneider, Rubens Enderle.

MELO, Ricardo Oliveira Lacerda de; SUBRINHO, Josué Modesto dos Passos; FEITOSA, Cid Olival. Indústria e desenvolvimento em Sergipe. **Revista Econômica do Nordeste**, Fortaleza, v. 40, n. 2, pp. 331–343, abr./jun. 2009. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/revista/index.php/ren/article/view/355>>. Acesso em: 22 set. 2025.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA. **Nova NDC DO Brasil para 2035:** determinação em contribuir. [s.l.]. MMA, [s.d.]. Apresentação de Power

Point. 10 slides. color. Disponível em: <<https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/nova-ndc-do-brasil-representa-paradigma-para-o-desenvolvimento-do-pais-diz-marina-na-cop29/apresentacao-sobre-a-nova-ndc.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2025.

MOMMER, Bernard. La cuestión petrolera. Tradução: Lucía Eitel. Caracas: Fondo Editorial Darío Ramírez, 2010. Edición corregida por el autor. ISBN: 978-980-FALTA. Disponível em: <https://www.rafaelramirez.net/wp-content/uploads/2022/12/La-Cuestion-Petrolera_Bernard-Mommer.pdf>. Acesso em: 14 set. 2025.

MORAES, Livia Louzada de. **Os desafios da escassez e o papel da arrecadação tributária no município de Campos dos Goytacazes ante a dependência dos royalties do petróleo.** Orientador(a): Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Machado Vilani. 2016. 75 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Regional e Gestão da Cidade) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Regional e Gestão de Cidades, Universidade Cândido Mendes, Campos dos Goytacazes-RJ, 2016. Disponível em: <<https://cidades.ucam-campos.br/wp-content/uploads/2017/07/LIVIA-LOUZADA-DE-MORAES.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2025.

MUDANÇAS na destinação do fundo social seguem para a sanção. Agência Senado, Brasília-DF, 01 jul. 2025. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2025/07/01/mudancas-na-destinacao-do-fundo-social-seguem-para-a-sancao>> . Acesso em: 21 set. 2025.

NORUEGA, Ministério das Finanças. **The Government Pension Fund 2025:** report to the Storting (white paper) – Meld. St. 22 (2024–2025). Recommendation of the Ministry of Finance of 10 April 2025, approved by the Council of State on the same day (Government Store). Oslo: Ministério das Finanças, 2025. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/meld.-st2.-22-20242025/id3119577/>>. Acesso em: 21 set. 2025.

NOVA NDC do Brasil representa paradigma para o desenvolvimento do país", diz Marina na COP29. Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, [s.l], 14 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/nova-ndc-do-brasil-representa-paradigma-para-o-desenvolvimento-do-pais-diz-marina-na-cop29>>.

PAES, Mariana Cavassin. **Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP).** [s.l]. Petrobrás. 16 ago. 2023. Apresentação de Power Point. 13 slides. color. Disponível em: <<https://sindifisco-se.org.br/leitura/7296/entendaosprojetosseap-sergipeaacuteguasprofundas>>. Acesso em: 25 set. 2025.

PAMPLONA, João Batista. CACCIAMALI, Maria Cristina. A maldição dos recursos naturais: atualizando, organizando e interpretando o debate. **Economia e Sociedade**, Campinas-SP, v. 48, n. 2, pp. 285-322, 2018. Disponível em: <<https://periodicos.sbu.unicamp.br/ojs/index.php/ecos/article/view/8652542/18066>>. Acesso em: 22 set. 2025.

PAULANI, Leda Maria. Acumulação e rentismo: resgatando a teoria da renda de Marx para pensar o capitalismo contemporâneo. *Revista de Economia Política*, São Paulo, v. 36, n. 3 (144), p. 514–535, jul./set. 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/0101-31572016v36n03a04>> . Acesso em: 14 set. 2025.

PEÑA, Milcíades. O que é marxismo? Notas de iniciação marxista. São Paulo: Sundermann, 2014. 112 p. ISBN 978-85-99156-63-6.

PESSANHA, Roberto Moraes. A relação transescalar e multidimensional Petróleo-Porto como produtora de novas territorialidades. 2019. Tese (Doutorado em Políticas Públicas e Formação Humana) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.bdt.d.uerj.br/handle/1/14805>>. Acesso em: 18 set 2025.

PESSOA, Jonilton. Campanha Exploratória nas águas profundas na Bacia de Sergipe. Aracaju. Petrobrás. 24 jul. 2024. Apresentação de Power Point. 28 slides. color.

Disponível em:

<<https://drive.google.com/drive/folders/1ewA5T1XOzlyupAHnvD44VXIB3t2ZO2W7>>.

Acesso em: 25 set. 2025.

PETROBRAS adia produção em Sergipe para depois de 2028 e prevê nova licitação este ano. Eixos, [s.l.], 07 out. 2024. Offshore. Disponível em: <<https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/mercado-offshore/petrobras-confirma-adiamento-de-producao-em-sergipe-e-nova-licitacao-para-plataformas-ate-o-fim-do-ano/>>. Acesso em: 24 set. 2025.

PETROBRAS informa sobre decisão da ANP em relação aos campos de Berbigão e Sururu. Agência Petrobrás, [s.l.], 24 jan. 2025. Disponível em:

<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-informa-sobre-decisao-da-anp-em-relacao-aos-campos-de-berbigao-e-sururu> . Acesso em: 24 set. 2025.

PETROBRAS inicia contratação de duas plataformas destinadas ao projeto Sergipe Águas Profundas. Agência Petrobrás, [s.l.], 21 fev. 2024. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-inicia-contratacao-de-duas-plataformas-destinadas-ao-projeto-sergipe-aguas-profundas>>. Acesso em: 25 set. 2025.

PETROBRÁS. **Plano estratégico 2024–2028+**: Novos Movimentos. 2023. Apresentação de Power Point. 125 slides. color. Disponível em:

<https://static.poder360.com.br/2023/12/Plano-Estrategico-Petrobras-2024-2028.pdf>.

Acesso em: 21 set. 2025.

PETROBRAS. Relatório de desempenho 2024. 2025. Disponível em:<

<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/23297ac4-79d6-7334-a8c7-d45b4069831d?origin=1>>. Acesso em: 18 set. 2025.

POSTALI, Fernando Antonio Slaibe. Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2002. 119 p. ISBN 8587545043. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7705>>. Acesso em: 21 set. 2025.

POSTALI, Fernando Antônio Slaibe; NISHIJIMA, Marislei. O retorno social dos royalties do petróleo nos municípios brasileiros. In: Encontro Nacional de Economia, 36, 2008. Salvador. **Anais Eletrônicos** [...]. Salvador: ANPEC - Associação Nacional dos Centros de Pós-graduação em Economia, 2008. Disponível em: <<https://www.anpec.org.br/encontro2008/artigos/200807161144280-.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2025.

POSTALI, Fernando Antonio Slaibe; NISHIJIMA, Marislei. Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v. 41, n. 2, p. 463–485, abr./jun. 2011. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ee/a/swtHghXbbPDBjCvGLrNzrZz/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em: 24 set. 2025.

PRESS release: International Working Group of Sovereign Wealth Funds is established to facilitate work on voluntary principles. International Monetary Fund, Washington-DC, 01 mai. 2008. Disponível em: <https://www.imf.org/en/News/Articles/2015/09/14/01/49/pr0897>. Acesso em: 24 set. 2025.

RAMOS, Alexandre Borges. **O government take**: análise regulatória comparativa entre o regime de concessão e o regime de partilha da produção com estudo de caso. Orientador (a): Prof. Dr. Regis da Rocha Motta. 69 f. 2013. Projeto de Graduação (Engenharia do Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2013. Disponível em: <<https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/9434/1/monopoli10005996.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2025.

REINO DA ARÁBIA SAUDITA. Ministério das Finanças Saudita. **Budget Statement Fiscal Year**. Riade, 2025. Disponível em: <<https://www.mof.gov.sa/en/budget/2025/Documents/Bud-E%202025-251124-V8-Fin.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2025.

REINO DA ARÁBIA SAUDITA. **Public Investment Fund Law**. Riade: Council of Economic and Development Affairs – CEDA, 2019.

REINO DA ARÁBIA SAUDITA. **Public Investment Fund Program 2021-2025**. Riade, 2021. Disponível em: <<https://www.pif.gov.sa/en/strategy-and-impact/the-program/>>. Acesso em: 21 set. 2025.

REINO DA ARÁBIA SAUDITA. **Public Investment Fund**. Annual Report 2023. Riade, 2023. Disponível em: <<https://www.pif.gov.sa/en/investors/annual-reports/>>. Acesso em: 21 set. 2025.

REIS, Diego Araujo. Os efeitos da aplicação dos royalties petrolíferos sobre as finanças públicas dos municípios brasileiros. 2013. 123 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Gestão de Empreendimentos Locais) – Núcleo de Pós-Graduação e Pesquisa em Economia, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2013. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/handle/riufs/4569>>. Acesso: em 15 set. 2025.

RIBEIRO, Luiz Carlos Santana; SANTOS, Jose Heraldo Figueiredo dos; VALE, Vinícius de Almeida; ALVARENGA, Samia Mercado. Estimação dos impactos econômicos potenciais da paralisação do setor de petróleo e gás em Sergipe. **Revista Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos**, São Paulo-SP, v. 17, n. 4, pp. 514–536, 2023. Disponível em: <<https://revistaaber.org.br/rberu/article/view/1019>>. Acesso em: 22 set. 2025.

ROY, Bimal Chandra; SARKAR, Satyaki; MANDAL, Nikhil Ranjan. Natural resource abundance and economic performance – A literature review. **Current Urban Studies**, [s.l.], v. 1, n. 4, pp. 148-155, 2013. Disponível em:

<<https://www.scirp.org/journal/paperinformation?paperid=40951>>. Acesso em 22 set. 2025.

RUBIN, Isaak Illich. A teoria marxista do valor. São Paulo: Editora Polis, 1987. (Coleção Teoria e História, v.13).

SABOIA, Rodolfo. **Potencial E&P em Sergipe**: Sergipe Oil&Gas. Aracaju. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP. 24 jul. 2024. Apresentação de Power Point. 15 slides. color. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2024/sergipe-oil-gas-2024>. Acesso em: 24 set. 2025.

SACHS, Jeffrey D.; WARNER, Andrew M. **Natural Resource Abundance and Economic Growth**. Cambridge: National Bureau of Economic Research, 1995. (NBER Working Paper, n. 5398). Disponível em: <http://nber.org/papers/w5398>. Acesso em: 21 set. 2025.

SACHS, Jeffrey D.; WARNER, Andrew M. The curse of natural resources. **European Economic Review**, [s.l.], v. 45, n. 4-6, pp. 827-838, 2001. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0014292101001258>>. Acesso em: 22 set. 2025.

SANTOS, Edson Junior Moura. **Impacto dos royalties de petróleo sobre a diversidade produtiva**: uma análise para os municípios do Rio de Janeiro. Orientador(a): Prof. Dr. Joilson de Assis Cabral. 2023. 64 f. Dissertação (Mestrado em Economia Regional e Desenvolvimento) – Instituto de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica-RJ, 2023. Disponível em: <<https://rima.ufrj.br/jspui/handle/20.500.14407/20000>>. Acesso em: 25 set. 2025.

SANTOS, Iargo de Souza. **Evolução da indústria de gás natural no Brasil: do monopólio estatal ao ‘novo mercado de gás’**. Orientadora: Christiane Senhorinha Soares Campos. 2021. 78 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Departamento de Economia, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão-SE, 2021. Disponível em: <<https://drive.google.com/file/d/12we2GjHLsts-gRXX4ZKnSZ59-OHiMWD/view?usp=sharing>>. Acesso em: 25 set. 2025.

SANTOS, Iargo de Souza; ARAÚJO, Jhonatas Ramos Macario de; SANTOS, Israel Ivison Moreira; RIBEIRO, Karoline Dantas. Petróleo, Royalties e Desenvolvimento: o caso de Pirambu-SE.. In: Encontro Nacional de Economia Política, XXV, 2020, Salvador (virtual). **Anais eletrônicos** [...] Salvador: Sociedade Brasileira de Economia Política, 2020, ISSN: 2177-8345.

SANTOS, Rafaela Nascimento. **Os impactos regionais dos royalties do petróleo no Brasil**. Orientador(a): Prof. Dr. Luiz Carlos de Santana Ribeiro. Coorientador(a): Prof. Dr. José Ricardo de Santana. 2018. 73 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão-SE, 2018. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/handle/riufs/9460>>. Acesso em 20 set. 2025.

SANTOS, Rafaela Nascimento; SANTOS, Carolina Câmara; RIBEIRO, Luiz Carlos de Santana. Aplicação dos royalties petrolíferos e seus impactos no estado de Sergipe: uma análise insumo-produto. In: ENCONTRO DE ECONOMIA DA REGIÃO SUL –

ANPEC/SUL, 20., 2017, Porto Alegre. Anais [...]. Porto Alegre: ANPEC, 2017. Disponível em: <https://www.anpec.org.br/sul/2017/submissao/files_I/3-5fe953aafac5d0c5fc95140138005ff.docx>. Acesso em: 18 set. 2025.

SAUER, Ildo Luís. Uma análise da hegemonia do petróleo e os desafios da transição energética sob a perspectiva da economia política. *Princípios*, v. 43, n. 170, 2024. DOI: <https://doi.org/10.14295/principios.2675-6609.2024.170.002>. Acesso em: 20 set. 2025.

SAUER, Ildo L.; RODRIGUES, Larissa A. Pré-sal e Petrobras: além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, São Paulo-SP, v. 30, n. 88, pp. 185-229, 2016. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/ea/a/Yb8cw4PCbpbwTxvsDyDBTZS/?format=html&lang=pt>>. Acesso em: 22 set. 2025.

SERRA, Rodrigo Valente. Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petrolíferos no Brasil. 2005. 289 f. Tese (Doutorado em Economia) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, SP. Orientadora: Ana Cristina de Almeida Fernandes. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/416072>. Acesso em: 20 set. 2025.

SILVA, Daniel Almeida da. **Metamorfoses na região do petróleo**: a criação de territórios a partir da implantação da Petrobras. Orientador(a): Prof^ª. Dr^ª. Josefa Eliane Santana de Siqueira Pinto. 2005. 125 f. Dissertação (Mestrado em Geografia) – Núcleo de Pós-Graduação em Geografia, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão-SE, 2005. Disponível em: <<https://ri.ufs.br/handle/riufs/5530> />. Acesso em: 20 set. 2025.

SILVA, Gicélia Mendes da; FRANÇA, Vera Lúcia Alves. Petróleo, Royalties e Pobreza. *GeoTextos*, Salvador-BA, v. 5, n. 1, pp. 143-164, jul. 2009. Disponível em: <<https://periodicos.ufba.br/index.php/geotextos/article/view/3572/2629>>. Acesso em: 24 set. 2025.

SILVA, Lucas Emanuel da; SANTANA, José Ricardo de; FARIAS, Tácito Augusto. Impacto das rendas petrolíferas sobre os municípios: uma análise das finanças públicas e desenvolvimento em Sergipe. *RDE – Revista de Desenvolvimento Econômico*, Salvador, BA, ano XVI, n. 29, dez. 2014. DOI: <http://dx.doi.org/10.21452/rde.v16i29.2946>. Acesso em 20 set. 2025.

SILVA, Tatiane Gomes. **Fundo social do pré-sal**: uma análise pautada na transparência e no controle social. Orientador(a): Dr. Marcus Vinícius de Azevedo Braga. 2022. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Brasília-DF, 2022. Disponível em: <https://sites.tcu.gov.br/recursos/trabalhos-pos-graduacao/pdfs/Fundo%20Social%20do%20Pré-Sal_%20uma%20análise%20pautada%20na%20transparência%20e%20no%20controle%20social.pdf>. Acesso em: 20 set 2025.

SITUAÇÃO da Fafen em sergipe: atividades da indústria continuam paralisadas. Balanço Geral – TV Atalaia, Aracaju-SE, 05 jul. 2025. Disponível em: <<https://a8se.com/tv-atalaia/balanco-geral-sergipe/situacao-da-fafen-em-sergipe-atividades-da-industria-continuam-paralisadas/>>. Acesso em: 21 set. 2025.

SOUSA, Rafael Demetrius Rodrigues de; GOMES, Edvânia Torres Aguiar. Oil industry and sustainability: scientific mapping. *Research, Society and Development*, [S. l.], v. 11, n. 7, p. e52811730298, 2022. DOI: 10.33448/rsd-v11i7.30298. Disponível em: <<https://rsdjournal.org/rsd/article/view/30298>>. Acesso em: 18 set. 2025.

STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE – SEI ; CLIMATE ANALYTICS; E3G; INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT - IISD; UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME - UNEP. **The Production Gap Report: phasing down or phasing up? Top fossil fuel producers plan even more extraction despite climate promises.** SEI, Climate Analytics, E3G, IISD, UNEP, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.51414/sei2023.050>. Acesso em: 21 set. 2025.

STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE – SEI ; CLIMATE ANALYTICS; E3G; INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT - IISD; UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME – UNEP. **Online Appendix to the 2023 Production Gap Report: Phasing down or phasing up? Top fossil fuel producers plan even more extraction despite climate promises.** SEI, Climate Analytics, E3G, IISD, UNEP, 2023. Disponível em: <https://productiongap.org/wp-content/uploads/2023/11/PGR2023_Appendix.pdf>. Acesso em 21 set. 2025.

SUDENE aprova incentivos para produção de óleo e gás da petrobras em sergipe. Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – Sudene, Recife-PE, 24 abr. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/sudene/pt-br/assuntos/noticias/sudene-aprova-incentivos-para-producao-de-oleo-e-gas-da-petrobras-em-sergipe>>. Acesso em: 21 set. 2025.

SYLVIA Anjos - Diretora de E&P da Petrobras - Sergipe Oil& Gas. Agência Eixos. [S. l.: s. n.], 2024. 1 vídeo (22 min 42s). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=eJp95wGho48>>. Acesso em: 24 set. 2025.

THE GOVERNMENT Pension Fund (Statens pensjonsfond). Governo da Noruega, Oslo, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.regjeringen.no/en/dep/fin/about-the-ministry/subordinateagencies/the-government-pension-fund-/id270410/>>. Acesso em 24 set. 2025.

TORDO, Silvana. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues.** Washington: World Bank, 2007. (World Bank Working Paper, n. 123). Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/0017f2a3-ec69-536c-92c9-72663666c7d0>>. Acesso em: 21 set. 2025.

VERÍSSIMO, Michele Polline; XAVIER, Clésio Lourenço. Taxa de câmbio, exportações e crescimento: uma investigação sobre a hipótese de doença holandesa no Brasil. **Revista de Economia Política (Brazilian Journal of Political Economy)**, São Paulo-SP, v. 33, n. 1 (130), pp. 88-101, 2013. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/rep/a/qW7jPTCWW6PX4W4M9qYtDpb/?format=html&lang=pt>>. Acesso em 22 set. 2025.

VERÍSSIMO, Michele Polline; XAVIER, Clésio Lourenço. Tipos de commodities, taxa de câmbio e crescimento econômico: evidências da maldição dos recursos naturais para o Brasil. *Revista de Economia Contemporânea*, Rio de Janeiro-RJ, v. 18, n. 2, p. 267-295, mar./ago. 2014. Disponível em:

<<https://www.scielo.br/j/rec/a/GzXNXQBDtbmqwVxhLRwY6Tj/?lang=pt>>. Acesso em: 22 set. 2025.

YERGIN, Daniel. **O petróleo**: uma história de ganância, dinheiro e poder. São Paulo: Scritta, 1993. 932 p. Tradução de Leila Marina U. Di Natale, Maria Cristina Guimarães, Maria Christina L. de Góes.