



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Nuclear
Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares

Otávio Grassi Gonçalves

**O MERCADO BRASILEIRO DE DIESEL, GASOLINA E GLP ENTRE 2000 E 2019 -
CARACTERIZAÇÃO HISTÓRICA E PANORAMA ATUAL**

Belo Horizonte
2020

Otávio Grassi Gonçalves

**O MERCADO BRASILEIRO DE DIESEL, GASOLINA E GLP ENTRE 2000 E 2019 -
CARACTERIZAÇÃO HISTÓRICA E PANORAMA ATUAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Ciências e Técnicas Nucleares como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências e Técnicas Nucleares.

Área de concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientadora: Sonia Seger Pereira Mercedes

Coorientadora: Auxiliadora Maria Moura Santi

Belo Horizonte
2020

G635m	<p>Gonçalves, Otávio Grassi. O mercado brasileiro de diesel, gasolina e GLP entre 2000 e 2019 - caracterização histórica e panorama atual [recurso eletrônico] / Otávio Grassi Gonçalves. – 2020. 1 recurso online (146 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientadora: Sonia Seger Pereira Mercedes. Coorientadora: Auxiliadora Maria Moura Santi.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Apêndices e anexos: f. 92-146.</p> <p>Bibliografia: f. 86-91. Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.</p> <p>1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Combustíveis - Brasil - Teses. 3. PETROBRÁS - Teses. 4. Economia - Aspectos sociológicos - Teses. I. Mercedes, Sonia Seger Pereira. II. Santi, Auxiliadora Maria Moura. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.039(043)</p>
-------	--



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES



FOLHA DE APROVAÇÃO

**O mercado brasileiro de diesel, gasolina e GLP entre 2000 e 2019 -
caracterização histórica e panorama atual**

OTÁVIO GRASSI GONÇALVES

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como parcial requisito para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 30 de novembro de 2020, pela banca constituída pelos membros:

Sonia Seger Pereira Mercedes

Profa. Sonia Seger Pereira Mercedes - Orientadora
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Auxiliadora Maria Moura Santi
Profa. Auxiliadora Maria Moura Santi - Coorientadora
UFOP

Telma Cristina Ferreira Fonseca

Profa. Telma Cristina Ferreira Fonseca
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Julieta A. P. Rico

Profa. Julieta Andrea Puerto Rico
Universidade de São Paulo

Geraldo de Souza Ferreira

Prof. Geraldo de Souza Ferreira
Universidade Federal Fluminense

Belo Horizonte, 30 de novembro de 2020.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e meu irmão, pelos sacrifícios, apoio e confiança depositados em mim.

À professora Sonia pela excelente orientação e pelas provocações que me fizeram gostar ainda mais da pesquisa acadêmica.

À professora Auxiliadora, pela coorientação, pelas conversas e conselhos e por todo o incentivo a seguir na academia.

À Ayla, por apoiar e confiar em mim antes mesmo de iniciar o mestrado, pela paciência, pelas noites mal/não dormidas, por cuidar de mim e cobrar sempre o melhor, pelo carinho e por todos os momentos juntos.

À toda família da Ayla, que me acolheu de uma forma que eu me sentisse em casa com todos vocês.

Aos amigos e colegas do Departamento de Engenharia Nuclear da UFMG, em especial ao pessoal do café clandestino, o melhor café do departamento.

Aos amigos de Belo Horizonte e Ouro Preto, especialmente à República Nadavê, sempre de portas abertas e minha segunda casa.

RESUMO

O consumo de petróleo seguirá elevado ainda por muitos anos, ainda que sua participação na matriz energética mundial venha reduzindo ano após ano. No Brasil, mesmo com uma matriz energética mais verde que a média mundial, não será diferente. Os derivados de petróleo, em especial o diesel, a gasolina e o GLP, tem papel fundamental na economia e na vida dos brasileiros. As variações nos preços desses derivados impactam diretamente a atividade econômica e o padrão de consumo. A partir dessa dependência, a Petrobras, empresa estatal fundada com o objetivo de garantir o acesso dos brasileiros a esses e outros combustíveis, tem função central na cadeia produtiva de derivados, controlando mais de 98% da capacidade brasileira de processamento de petróleo. As decisões tomadas pela empresa e as mudanças na legislação pertinente, impactam a exploração e produção brasileira de petróleo, o fator de utilização do parque de refino nacional, as exportações e importações de combustíveis e o preço final ao consumidor. Nesse contexto, esta dissertação busca caracterizar o mercado brasileiro de combustíveis a partir da pesquisa bibliográfica histórica, passando pelas alterações na legislação e analisa o cenário atual com base em dados oficiais de diferentes atores do setor petrolífero brasileiro e internacionais. Desde 2000, o país aumentou significativamente suas exportações de petróleo cru e reduziu as importações, especialmente após o início da produção no pré-sal. No mesmo período, o consumo de derivados de petróleo também aumentou, mas o consumo não foi totalmente atendido pelo parque de refino nacional. A partir de 2016, a Petrobras passou a ajustar os preços dos combustíveis nas refinarias mais frequentemente, elevando os preços internos e tornando possível a importação de derivados por terceiros para revender no mercado interno. Como consequência, as refinarias nacionais passaram a operar com grande ociosidade, aumentando a dependência externa. Em 2019, a dependência externa de diesel chegou a 24,1%, a de GLP chegou a 26,7%, enquanto a de gasolina chegou a 10,3%, sendo que o Brasil era um exportador deste combustível até 2010. Ao analisar a origem das importações, notamos uma forte presença de combustíveis dos EUA no mercado brasileiro, tendo aumentado suas exportações para o Brasil significativamente a partir de 2016. A redução da ociosidade das refinarias brasileiras poderia reduzir o volume e o dispêndio com a importação de combustíveis. Além disso, é importante destacar que o aumento dos preços dos combustíveis impacta mais a faixa mais pobre da população.

Palavras chave: mercado brasileiro de combustíveis; refino de petróleo; Petrobras; socioeconomia; gestão e regulação setorial.

ABSTRACT

The consumption of petroleum will still follow high for many years, even though its share on the global energetic matrix comes decreasing year by year. In Brazil, even with a greener energetic matrix if compared to the global average, it won't be different. The oil products, mainly diesel, gasoline and LPG, has a key role on economy and on Brazilian's lives. The prices variations of these oil products have a straight impact on the economic activity and the consumption pattern. From this dependence, Petrobras, statal company established with the goal to guarantee the Brazilian access of these and others fuels, has a central function on the oil products productive chain, controlling more than 98% of Brazilian's capacity of oil processing. The decisions taken by the company and the changes on relevant legislation, impact the exploration and production of oil, the usage factor of the national refining park, the exports and imports of oil products and the final price to consumer. In that context, this dissertation aims to characterize the Brazilian fuel market as from a historical bibliographic research, going through legislation changes and analyses the current scenario, based on official data from various actors of the Brazilian and international oil sector. Since 2000, the country has significantly increased crude oil exports, while decreased imports, especially after the pre-salt production began. On the same period, oil products consumption also increased, but that wasn't totally attended by the national refining park. From 2016, Petrobras started to adjust more often oil products prices on the refineries, raising domestic prices and making possible the imports of oil products by third parties to resail on domestic market. As consequence, the national refineries started to operate with great idleness, raising the external dependence. In 2019, the external dependence of diesel gets around 24.1%, LPG around 26.7% while gasoline gets around 10.3%, given that Brazil was an exporter of that fuel by 2010. Analyzing the origin of those imports, we notice a strong presence of USA fuels in the Brazilian market, by having significantly increase its exports to Brazil from 2016. The reduction of Brazilian's refineries idleness could reduce the volume and the expenditure with fuel imports. Moreover, it's important to highlight that the fuel prices increasing, impact more the population's most poor group.

Key words: Brazilian fuel market; oil refining; Petrobras; social-economy; sectorial management and regulation.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEIN – Associação Brasileira de Engenharia Industrial
AEPET – Associação dos Engenheiros da Petrobras
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN – Balanço Energético Nacional
bep – barril equivalente de petróleo
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CENAP – Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo
CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras
CNAE – Classificação Nacional de Atividades Econômicas
CNP – Conselho Nacional do Petróleo
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CVM – Comissão de Valores Mobiliários
Dax Oil - Dax Oil Refino S.A.
DIEESE – Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos
DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral
EIA – *U.S. Energy Information Administration*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EUA – Estados Unidos da América
FASF - Refinaria Landulpho Alves Fábrica de Asfalto
FS – Fundo Social
GLP – Gás liquefeito de petróleo
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA – *International Energy Agency*
INOC – *International National Oil Company*
IOC – *International Oil Company*
IPC – *Iraq Petroleum Company*
IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IREE – Instituto para Reforma das Relações entre Estado e Empresa
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.
MF – Ministério da Fazenda
MME – Ministério de Minas e Energia

NOC – *National Oil Company*

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PL – Projeto de Lei

PLS – Projeto de Lei do Senado

PMDB – Partido do Movimento Democrático Brasileiro

PNAD – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios

POF – Pesquisa de Orçamentos Familiares

PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.

PRN – Parque de Refino Nacional

PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas

Recap - Refinaria de Capuava

Reduc - Refinaria Duque de Caxias

Refap - Refinaria Alberto Pasqualini S.A.

Regap - Refinaria Gabriel Passos

Reman - Refinaria Isaac Sabbá

Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas

Replan - Refinaria de Paulínia

Revap - Refinaria Henrique Lage

Riograndense - Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.

Rlam - Refinaria Landulpho Alves

Rnest - Refinaria Abreu e Lima

RPBC - Refinaria Presidente Bernardes

RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camarão

SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

tep – tonelada equivalente de petróleo

Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda.

WTI – *West Texas Intermediate*

ZEE – Zona Econômica Exclusiva

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Matriz energética mundial	13
1.2	Matriz energética brasileira	15
1.3	Objetivos.....	18
1.3.1	Objetivo geral	18
1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	Metodologia.....	19
2	PETRÓLEO – A MERCADORIA, SUAS FORMAS DE USO, APROPRIAÇÃO E CONTROLE.....	21
2.1	A mercadoria – o que é o petróleo e sua origem	21
2.2	As formas de uso – os produtos do refino	24
2.3	Por que o petróleo é a principal fonte energética do mundo?.....	26
2.3.1	Baixo preço do petróleo e seus derivados, na maior parte do tempo	26
2.3.2	Segurança de fornecimento	27
2.3.3	Facilidade e baixo custo do transporte, armazenamento e manuseio	27
2.3.4	Altas taxas de retorno, apesar do alto investimento inicial	28
2.3.5	Versatilidade de uso.....	28
2.4	Formas de apropriação – os regimes de exploração e produção.....	28
2.4.1	Concessão	29
2.4.2	Partilha de produção	31
2.4.3	Outros regimes contratuais	33
3	A POLÍTICA NACIONAL DE PETRÓLEO DESDE O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL DE 2010	34
3.1	O contexto histórico que antecedeu a formulação do marco regulatório do pré-sal em 2010 e sua mudança em 2016	35
3.2	O marco regulatório do pré-sal de 2010 – o conjunto de leis.....	41
3.2.1	Lei nº 12.276/2010 – cessão onerosa	41
3.2.2	Lei nº 12.304/2010 – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).....	43
3.2.3	Lei nº 12.351/2010 – partilha de produção e Fundo Social	44
3.2.4	A Lei nº 12.734/2012 – “Lei dos Royalties”	47
3.3	O cenário nacional que justificou a mudança do marco regulatório de 2010.....	48
3.4	Lei nº 13.365/2016 – alteração do marco regulatório do pré-sal de 2010.....	50
3.5	Narrativas a respeito da situação da Petrobras.....	50

4	O PANORAMA ATUAL DO MERCADO DE DIESEL, GASOLINA E GLP NO BRASIL, E SUAS CONSEQUÊNCIAS	55
4.1	O mercado de derivados de petróleo no Brasil e a formação do parque de refino	56
4.2	O mercado de diesel, gasolina e GLP no Brasil.....	62
4.2.1	Óleo diesel	63
4.2.2	Gasolina	65
4.2.3	Gás Liquefeito de Petróleo – GLP.....	69
4.3	Os valores envolvidos	72
4.4	Gestão do parque de refino	75
5	CONCLUSÕES.....	81
5.1	Sugestões de trabalhos futuros.....	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
	APÊNDICE A – EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL	92
	APÊNDICE B – A CRONOLOGIA DA APROVAÇÃO DA LEI 13.365/2016.....	112
	APÊNDICE C – TABELAS COM AS IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO, DERIVADOS EM GERAL, ÓLEO DIESEL, GASOLINA E GLP	124
	APÊNDICE D – FATOR MÉDIO DE UTILIZAÇÃO MENSAL DAS REFINARIAS BRASILEIRAS	128
	ANEXO A – ARGUMENTO DO SENADOR ROBERTO REQUIÃO SOBRE O PLS 131/2015	134

1 INTRODUÇÃO

Há muitos pontos que tornam os estudos e pesquisas sobre o petróleo e sobre o setor petrolífero muito instigantes. O petróleo é a principal fonte de energia primária deste século e do século passado e tende a continuar sendo por algum tempo, mesmo com todos os esforços existentes para combater as mudanças climáticas, aceleradas pela emissão de carbono na atmosfera com a queima de combustíveis fósseis. Sua cadeia de produção é bastante complexa e tecnológico-intensiva, envolvendo a conversão de um único tipo de matéria-prima, chave da economia mundial, em uma grande variedade de derivados, combustíveis e não combustíveis. A indústria do petróleo envolve riscos em todas as suas fases, do financiamento dos projetos à própria operação nas plataformas e refinarias e é baseada num recurso que se encontra espalhado ao redor do globo de forma desigual, o que gera tensões geopolíticas constantes pelo seu controle.

Com relação às tensões geopolíticas, o Brasil tornou-se um importante ator no cenário internacional a partir das descobertas no pré-sal. As primeiras estimativas da quantidade de petróleo que poderia estar contida nessa formação geológica davam conta de reservas superiores a 90 bilhões de barris de petróleo (SIQUEIRA, 2009). Em 2015, um estudo apontou que o pré-sal brasileiro pode conter entre 176 e 204 bilhões de barris de petróleo e gás natural (JONES e CHAVES, 2015). Em abril de 2020, 69,5% da produção brasileira de petróleo e gás natural tiveram origem no pré-sal (ANP, 2020). Essas estimativas colocam o Brasil entre os países com as maiores reservas de petróleo no mundo, o que atrai a atenção das economias dependentes da importação desse insumo (SAUER, 2011).

Uma importante motivação deste trabalho é tratar desse assunto para além das cifras envolvidas nos leilões de concessão e nos dividendos da Petrobras para seus acionistas, mas também atentar para os benefícios que as rendas e o controle desses recursos podem proporcionar para o bem-estar da população, ou que podem deixar de proporcionar, no caso brasileiro.

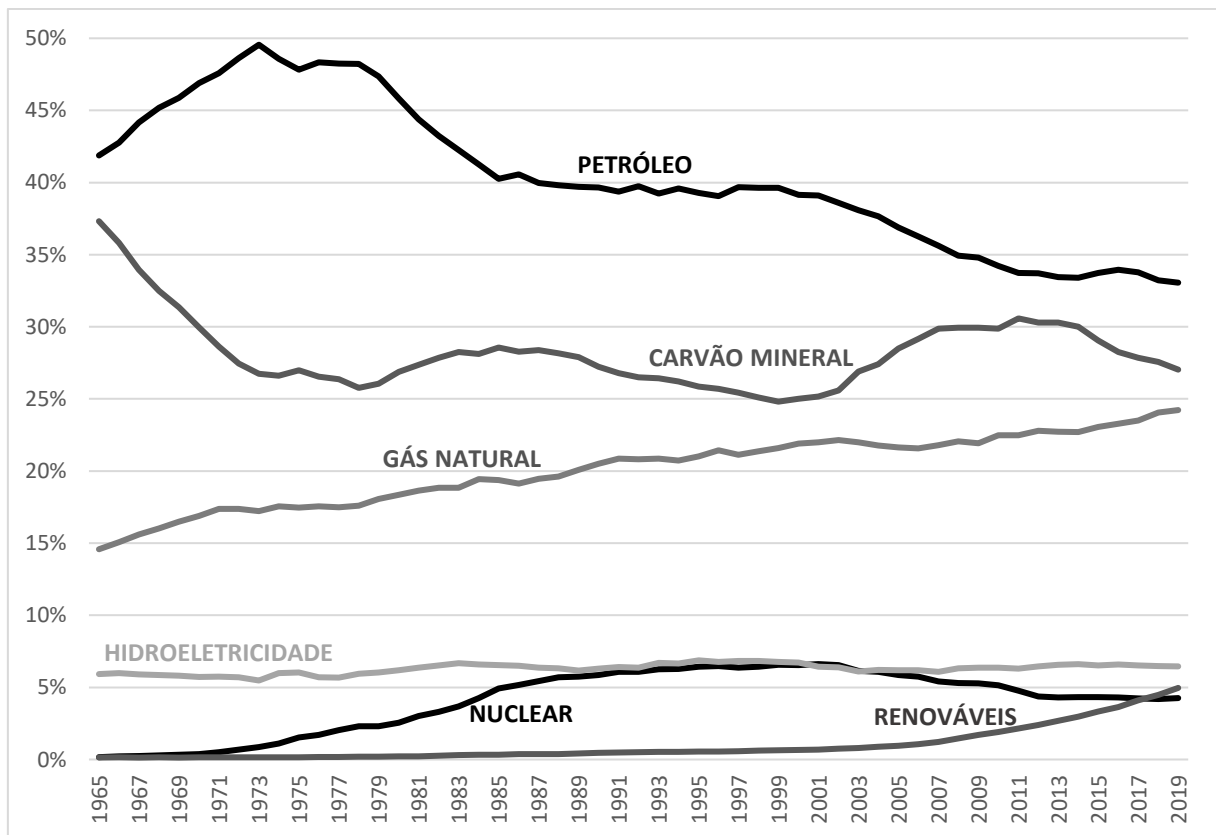
Monografia recente deste autor (GONÇALVES, 2017) evidenciou a grandeza e a relevância dessa fonte de energia e da intrincada rede de aspectos sociais, políticos e geopolíticos formados pelo setor petrolífero no mundo e no Brasil e permitiu constatar a necessidade de se desenvolver estudos mais aprofundados acerca das recentes mudanças na condução da política de preço de derivados nacional.

Mais recentemente, os acontecimentos que desencadearam a greve dos caminhoneiros de 2018, mostraram como a política de preços de combustíveis do país influencia a economia nacional e a vida das pessoas, direta ou indiretamente. Dessa forma, ao apresentar o panorama atual do mercado de diesel, gasolina e gás liquefeito de petróleo – GLP, com foco na sua caracterização histórica, mudanças recentes e suas consequências, esta dissertação visa auxiliar nas discussões acerca das estratégias futuras para a política energética nacional.

1.1 Matriz energética mundial

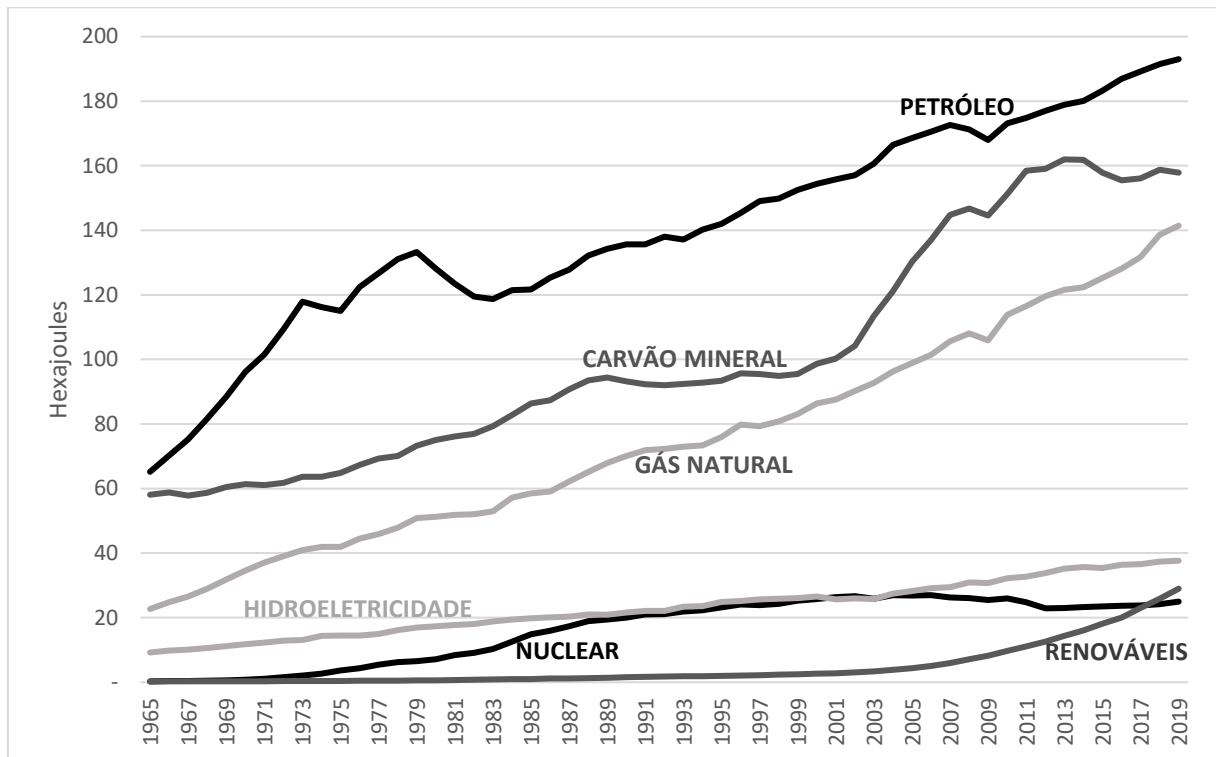
O consumo mundial de energia primária é dominado pelas fontes fósseis. Petróleo, carvão mineral e gás natural respondem por 84% desse consumo. O petróleo é o recurso energético mais consumido, com 33% de participação em 2019. O Gráfico 1 apresenta a evolução da participação de cada fonte na matriz energética mundial desde 1965 até 2019 e o Gráfico 2 apresenta a evolução do consumo de cada fonte, no mesmo período (BP, 2020).

Gráfico 1 – Participação no consumo mundial de energia, por fonte, 1965-2019



Fonte: BP, 2020.

Gráfico 2 – Consumo mundial de energia, por fonte, 1965-2019



Fonte: BP, 2020.

Apesar da tendência de queda na participação da matriz energética mundial nos últimos anos, em valores totais, o petróleo ainda apresenta tendência de crescimento no consumo. Em 2000, quando a participação do petróleo foi de 39%, por exemplo, o mundo consumiu 154 hexajoules¹ de petróleo (na média, foram 76,5 milhões de barris de petróleo por dia). Em 2019, o consumo foi de 193 hexajoules de petróleo (98,3 milhões de barris de petróleo diários, na média) (BP, 2020).

Esses números evidenciam a importância do petróleo na matriz energética mundial. Ainda que perdendo espaço, principalmente, para as fontes renováveis, o consumo de petróleo ainda responde por um terço de toda energia consumida no mundo. A energia hidrelétrica em conjunto com as outras energias renováveis, respondem por apenas 11% do consumo de energia global. Como o petróleo vem perdendo participação na matriz energética apesar de estar aumentando o consumo total, isso significa que o mundo está consumindo cada vez mais energia.

Sauer (2011) sugere que o crescimento do consumo de energia continuará seja pelo aumento populacional, pela diversificação e ampliação dos sistemas de produção, pelo aumento do consumo de parcelas da população historicamente excluídas do sistema econômico ou pelo crescimento do transporte individual. A Agência Internacional de Energia espera que a demanda global por petróleo cresça cerca de 1,2% ao ano até 2024, para aproximadamente 106,4 milhões de barris de petróleo por dia (IEA, 2019).

¹ O consumo de um hexajoule ($1,0 \times 10^{18}$ joules) de petróleo por ano equivale ao consumo de, aproximadamente, 509.100 barris de petróleo por dia.

A importância do petróleo é tal que motiva as mais variadas ações geopolíticas. Klare (2004), após examinar várias guerras na África e na Ásia, concluiu que os recursos naturais são a raiz da maioria dos conflitos contemporâneos e não as diferenças entre as civilizações. Certamente, diferenças étnicas e religiosas tem um papel importante na causa de vários conflitos da atualidade, no entanto, segundo o autor, a luta por recursos escassos ou valiosos, como diamantes, ouro, cobre, terras agricultáveis, água, áreas de pesca e petróleo, mostraram ser a causa principal de guerras prolongadas. Dentre os recursos citados, o petróleo, como recurso único no mundo, tem um potencial muito maior de ser a causa central de grandes crises e de conflitos.

Por ser um recurso de extrema importância, ter controle sobre as reservas de petróleo é fundamental e os países produtores têm buscado esse controle nos últimos anos a partir da atuação de suas empresas nacionais de petróleo. Em 2019, cerca de 73% das reservas provadas de petróleo do mundo estavam sob o controle das *National Oil Companies – NOCs*² e das *International National Oil Companies – INOCs*³. Do restante, apenas 3% das reservas estavam sob controle das *International Oil Companies – IOCs*⁴, e 24% divididos entre as outras empresas de petróleo (ENI, 2020).

1.2 Matriz energética brasileira

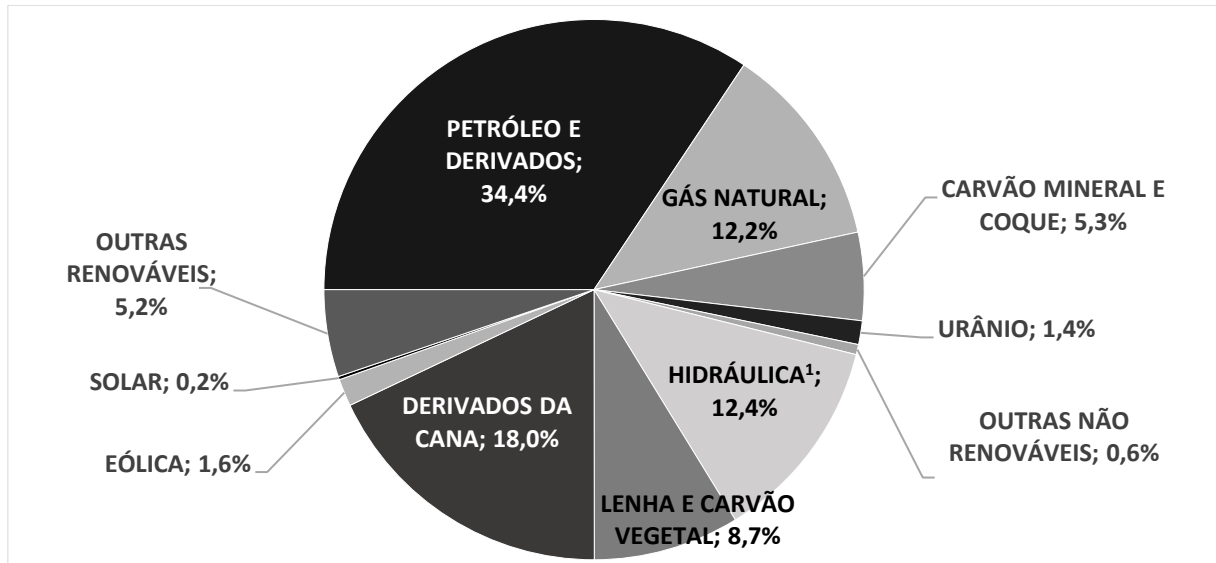
A matriz energética brasileira, por sua vez, é composta por 46,1% de fontes renováveis (biomassa da cana, hidráulica, lenha e carvão vegetal, lixo, biodiesel, eólica e outras) e 53,9% de fontes não renováveis (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e urânio) (EPE, 2020). O Gráfico 3 apresenta com mais detalhes como foi dividida a oferta interna de energia no Brasil, em 2019.

² *National Oil Companies* incluem mais de 100 companhias que são majoritariamente ou totalmente de propriedade dos governos nacionais e que concentram suas operações dentro do próprio território. Por exemplo: Saudi Aramco – Arábia Saudita; NIOC – Irã; Qatar Petroleum – Qatar; PDVSA – Venezuela; Rosneft – Rússia.

³ *International National Oil Companies* são em torno de 25 companhias, controladas majoritariamente ou totalmente pelos governos nacionais de seus países, porém com significativa atuação também fora de seu território nacional. Por exemplo: Petrobras – Brasil; Equinor – Noruega; PetroChina, Sinopec e CNOOC – China; Petronas – Malásia; ONGC – Índia.

⁴ *International Oil Companies* são as empresas petrolíferas privadas em operação, como por exemplo: BP – Inglaterra; Chevron, ExxonMobil e ConocoPhillips – EUA; Shell – Holanda; Total – França; ENI – Itália; Lukoil – Rússia; Repsol – Espanha.

Gráfico 3 - Oferta interna de energia, 2019

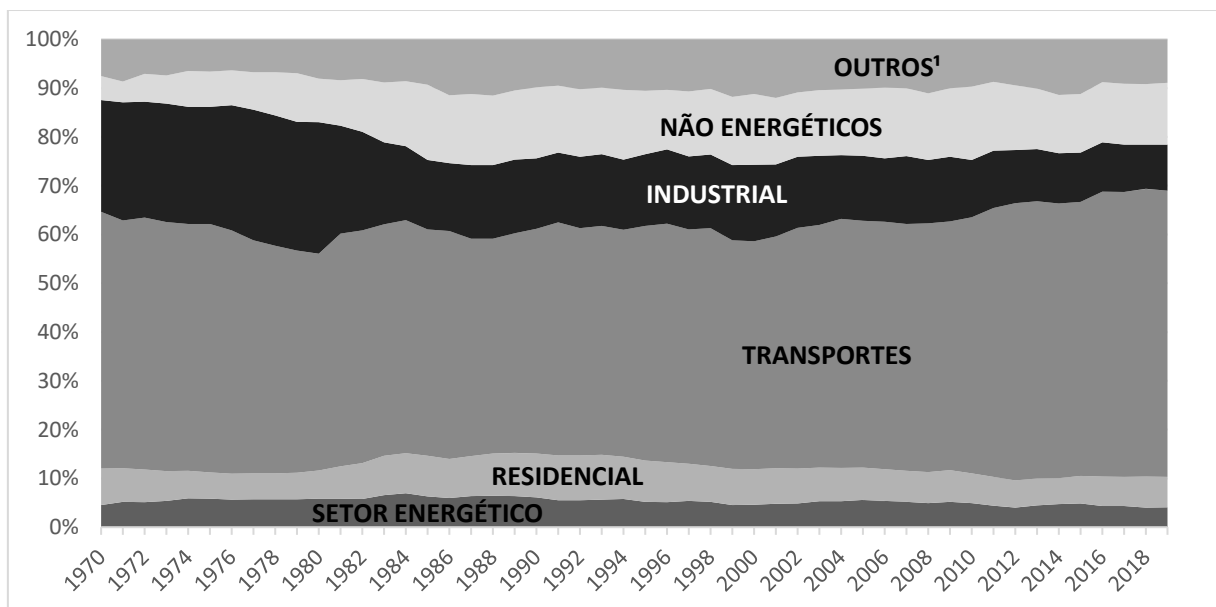


Fonte: EPE, 2020.

¹Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica.

Mesmo com uma matriz energética composta por mais fontes renováveis que a média global, o Brasil ainda é bastante dependente de petróleo e seus derivados. Mais de um terço de toda energia consumida no país veio dessa fonte. De acordo com o Balanço Energético Nacional, o setor de transporte, historicamente, é o maior consumidor de petróleo e derivados no mundo e também no Brasil. O Gráfico 4 apresenta a evolução histórica da composição setorial do consumo de derivados de petróleo no Brasil, desde 1970 até 2019.

Gráfico 4 – Composição setorial do consumo de derivados de petróleo no Brasil, 1970-2019



Fonte: EPE, 2020.

¹Inclui consumo na transformação, no setor comercial, no setor público, no setor agropecuário e consumo não identificado.

Em 2019, o setor de transportes foi responsável por 58,7% do consumo de derivados de petróleo, seguido pelo setor industrial, 9,5%, e o setor residencial, 6,2%. Dentro do setor de transportes, o modal rodoviário respondeu por 93% da energia consumida, sendo 43,4% óleo diesel e 27,2% gasolina. O restante foi composto por 15% de etanol hidratado, 7,1% de etanol anidro, que é adicionado à gasolina, 4,7% biodiesel, adicionado ao diesel de petróleo e 2,5% gás natural (EPE, 2020).

O Brasil é um país com dimensões continentais e extremamente dependente do modal rodoviário para movimentar sua economia. Esse modal, por sua vez, é extremamente dependente de combustíveis fósseis, principalmente diesel e gasolina. O custo desses combustíveis impacta diretamente a tarifa do frete que impacta o valor de bens e serviços de toda a economia nacional. Por consequência, os preços finais dos combustíveis têm importante impacto na vida da população e no orçamento das famílias.

A Pesquisa de Orçamentos Familiares – POF 2017-2018 apontou que, pela primeira vez, desde que a pesquisa é realizada no Brasil, o gasto das famílias brasileiras com transporte superou o gasto com alimentação. Na média, cada família brasileira gastou R\$679,76 com transporte por mês enquanto foram gastos R\$658,23 com alimentação. As famílias da faixa de renda mais baixa, proporcionalmente, gastam mais com transporte urbano e com o próprio veículo (combustível, aquisição e manutenção do veículo) do que as famílias nas faixas de rendimento maiores (IBGE, 2019).

A Pesquisa Origem Destino 2017 da região metropolitana de São Paulo, por exemplo, mostrou que mais de dois terços dos deslocamentos diários foram feitos por algum meio de transporte motorizado, coletivo ou individual. O restante foi feito de forma não motorizada, sendo 31,8% a pé e menos de um por cento de bicicleta. Em 2017, “condução cara” foi o segundo motivo pelo qual as pessoas se deslocaram diariamente a pé, atrás apenas do motivo “pequena distância” (METRÔ, 2019).

Outro dado importante vem da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua – PNAD Contínua de 2018. A partir de 2016, com o aumento do preço do Gás Liquefeito de Petróleo – GLP, principal combustível usado para a cocção de alimentos, várias famílias também recorreram ao uso da lenha ou carvão vegetal para a preparação de alimentos. Em 2016, foram 11 milhões de domicílios, em 2017, já com a nova política de preços da Petrobras em prática, esse número evoluiu para 12,2 milhões e, em 2018, 14,1 milhões de domicílios usaram

lenha ou carvão vegetal como combustível na preparação de alimentos em algum momento (IBGE, 2019).

Esses dados evidenciam a importância que os combustíveis derivados de petróleo (principalmente o diesel, a gasolina e o GLP) possuem diariamente na vida de todos os brasileiros. Do valor do frete que influencia o preço final de bens e serviços ao preço das passagens do transporte coletivo nas regiões metropolitanas, passando pelo preço do GLP usado para o preparo de alimentos.

Após a descoberta de petróleo no pré-sal, havia a expectativa que o Brasil, a partir da atuação da Petrobras, pudesse aumentar não somente a produção de petróleo cru, mas também aumentar sua capacidade de refino para acompanhar a demanda crescente. O Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobras, por exemplo, previa investimentos da ordem de US\$47,8 bilhões para a área de abastecimento. O objetivo era agregar valor ao petróleo brasileiro adaptando o parque de refino da estatal para processar mais óleo doméstico e, inclusive, exportar derivados com maior valor agregado e diminuir o volume das importações (PETROBRAS, 2009).

Dessa forma, a Petrobras seria uma importante ferramenta do governo brasileiro para diminuir a importação de derivados de petróleo. A Petrobras, assim como outras importantes empresas petrolíferas no mundo, seguia no caminho de ser uma empresa integrada de energia, atuando em todas as etapas da cadeia produtiva do petróleo e, inclusive, investindo em outras fontes de energia, como os biocombustíveis.

Nem todas as expectativas geradas com o pré-sal, porém, se concretizaram. De fato, o Brasil passou a produzir mais petróleo cru, mas não deixou de importar uma parcela importante dos principais combustíveis consumidos internamente. Ao contrário, passou a importar cada vez mais óleo diesel, gasolina e GLP. A nova política de preços da Petrobras tem um papel importante nesses resultados, uma vez que a importação de derivados impacta na ociosidade do parque de refino.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo principal desta pesquisa foi investigar e analisar as mudanças que ocorreram no mercado brasileiro de diesel, gasolina e GLP, entre os anos 2000 e 2020, representativos de

importantes inflexões nas políticas industrial e econômica nacionais, com diferentes graus de liberalização, e na política de preços de combustíveis da Petrobras, a partir de 2016, suas consequências econômicas e sociais para a população brasileira.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos nos quais se desdobrou o objetivo primário foram:

- Descrever o cenário político-econômico nacional que viabilizou as mudanças que ocorreram no setor de petróleo brasileiro a partir de 2016.
- Investigar e sistematizar fatos e dados que caracterizam a política de governo para o setor de derivados de petróleo brasileiro, principalmente a gestão do parque de refino.
- Explicitar as consequências socioeconômicas vinculadas a essas mudanças, considerando que os produtos estudados são consumidos em todos os estratos econômicos do país.

1.4 Metodologia

A metodologia deste trabalho baseia-se na pesquisa descritiva, na pesquisa histórica e com significativo conteúdo analítico.

Os principais passos metodológicos adotados incluíram a revisão bibliográfica, realizada principalmente nas bases Scielo, Science Direct, Scopus, Google Scholar, além de repositórios de dissertações e teses de universidades como UFMG, USP, UFRJ, UFOP e outras. Incluíram também, revisão documental e levantamento de dados secundários nas seguintes fontes: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME, Ministério da Economia, Petrobras, Senado Federal, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos – DIEESE, Instituto de Pesquisas Econômica Aplicada – IPEA, International Energy Agency – IEA, U.S. Energy Information Administration – EIA, BP, ENI e outras.

Optou-se por realizar um recorte temporal compreendido entre os anos de 2000 e 2019 (além de alguns dados do primeiro semestre de 2020) pelos seguintes motivos:

- Período posterior à sensível reestruturação liberal ocorrida no setor de energia do Brasil;
- Abrangência de governos de diferentes linhas ideológicas, desde as mais liberais, até as mais progressistas/populares;
- Representatividade histórica suficiente para permitir análises e discussões realizadas sobre as consequências atuais vinculadas aos mercados de diesel, gasolina e GLP.
- Disponibilidade de dados com periodicidade suficientemente maleável (mensal, semestral, anual) sem grandes lacunas de informações,

A escolha de analisar esses três derivados de petróleo deveu-se ao seu consumo relativo na matriz energética, sendo eles os que mais afetam a vida do brasileiro cotidianamente.

Optou-se por analisar cada mercado (diesel, gasolina e GLP) separadamente, constituindo quadros gerais a serem comparados e analisados posteriormente. Para os três mercados, foram analisados o consumo total, o preço médio de revenda ao consumidor final, o volume e o dispêndio com as importações, a dependência externa de cada combustível, e qual o maior país fornecedor. Os parâmetros foram escolhidos pela facilidade de interpretação e potencial explicativo da problemática estudada a partir dos dados disponíveis.

2 PETRÓLEO – A MERCADORIA, SUAS FORMAS DE USO, APROPRIAÇÃO E CONTROLE

O petróleo não é o recurso energético mais disponível em estoque no mundo, sendo este posto ocupado pelo carvão mineral. O urânio, principal combustível usado nas usinas nucleares, também existe em grande quantidade. Se for considerado fluxo energético ao invés de estoque, cada uma das três formas que a energia do sol assume na sua ação sobre nosso planeta – a energia hidráulica, a eólica e a da fotossíntese – tem, por ano, um valor muito superior a todo o estoque de petróleo acumulado (SAUER, 2011).

Ainda assim, o petróleo é o recurso energético mais utilizado pelo mundo, como visto anteriormente (Gráfico 1). Mas por que o petróleo é a principal fonte energética utilizada? O que o torna ou o tornou tão especial? Dado que o mundo é dependente de petróleo, como garantir o acesso a esse insumo? O objetivo deste capítulo é responder a essas e outras perguntas. Para dar prosseguimento a essa discussão, primeiramente, é preciso entender, em termos gerais, o que é o petróleo, do que é constituído e como pode ser transformado e utilizado.

2.1 A mercadoria – o que é o petróleo e sua origem

A palavra petróleo significa “óleo de pedra” e vem da junção das palavras em latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo). É uma substância oleosa, inflamável, com cheiro característico, de coloração variando de negro a marrom-claro e com densidade inferior à da água (THOMAS, 2001). Em estado natural, segundo Lopes (2008), o petróleo é basicamente uma mistura complexa de hidrocarbonetos, compostos químicos orgânicos formados pela combinação de átomos de carbono e hidrogênio. D’Almeida (2015), ainda complementa que os hidrocarbonetos podem ter estrutura simples como o metano (CH₄), ou cadeias mais longas e complexas, como os asfaltenos, e se apresentar no estado líquido (o próprio petróleo) ou no estado gasoso (o gás natural). No Brasil, a Lei nº 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, em seu inciso I do art. 6º, definiu o petróleo como “todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado” (BRASIL, 1997).

A origem do petróleo é debatida desde a Renascença, quando as duas principais teorias a respeito do seu surgimento foram formuladas. Por muito tempo, os cientistas buscaram confirmar se o petróleo foi formado por processos abiogênicos nas profundezas da Terra ou a partir de matéria orgânica sedimentar, outrora organismos vivos (WALTERS, 2006).

Segundo Sanni (2019), atualmente, a teoria mais aceita é a teoria da formação orgânica. O petróleo teria originado da vida marinha, desde organismos unicelulares e mais simples, como os plânctons, até os mais complexos, como peixes e crustáceos. Os organismos, constituídos por carbono, morrem e acumulam material orgânico no fundo do mar por milhões de anos e são enterrados por camadas quilométricas de sedimentos. Sob pressão e temperatura elevadas devido ao acúmulo de camadas de sedimentos e matéria orgânica, é formada uma mistura de compostos químicos orgânicos chamados querogênios. Este último, com as altas temperaturas da crosta terrestre, libera os hidrocarbonetos, que migram em direção à superfície e ficam presos nas rochas reservatório.

Além de hidrocarbonetos, o petróleo também é constituído, ainda que em proporções bem menores, de oxigênio, enxofre, nitrogênio e ainda alguns metais pesados, considerados contaminantes ou impurezas. Apesar de cada petróleo ter sua própria composição química, Hsu e Robinson (2019) indicam a composição típica do petróleo conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Composição em peso do petróleo

Elemento	Porcentagem
Carbono	83 – 87
Hidrogênio	10 – 14
Enxofre	0,05 – 6,0
Nitrogênio	0,1 – 2,0
Oxigênio	0,05 – 1,5
Metais pesados (Ni e V)	< 0,1

Fonte: Hsu e Robinson, 2019.

Lopes (2008) explica que os hidrocarbonetos conferem as características desejáveis aos derivados na etapa posterior da cadeia do petróleo, o refino. Os não-hidrocarbonetos, as impurezas e os contaminantes, orgânicos ou não, são responsáveis pelos efeitos indesejados nos derivados.

Vários são esses efeitos indesejáveis aos derivados, relatados, de forma geral, por Szklo *et al.* (2012). Os compostos de enxofre, por exemplo, provocam corrosão, contaminam os catalisadores do processo de refino, determinam cor e cheiro aos produtos finais, produzem SO_x e afetam a qualidade ambiental quando presentes nos combustíveis. Os compostos nitrogenados aumentam a capacidade de o óleo reter água em emulsão, tornam os produtos do refino instáveis, formando gomas e alterando a coloração, além de envenenar os catalisadores.

Por sua vez, os compostos oxigenados estão diretamente relacionados ao teor de acidez do óleo e tem efeitos corrosivos nas refinarias, implicando em maiores investimentos no desenvolvimento e aplicação de ligas metálicas mais resistentes à corrosão.

D’Almeida (2015) explica que os diferentes tipos de petróleo são comercializados por meio de contratos que especificam as características do óleo e sua origem. O preço leva em conta a densidade do óleo, teor de contaminantes e custos de refino e transporte. Os petróleos são transacionados com ágio (prêmio) ou deságio (desconto) sobre os preços dos óleos de referência ou marcadores. Os principais são o petróleo Brent, a principal referência na Europa, com preços tomados em Roterdã, na Holanda, e o *West Texas Intermediate* – WTI, a principal referência na América do Norte, com os preços tomados em Oklahoma, nos EUA.

Szklo *et al.* (2012) esclarece que os óleos podem ser classificados de acordo com sua densidade volumétrica. O *American Petroleum Institute* – API, introduziu a medida “grau API” que classifica os petróleos como a seguir:

- Óleos Leves: densidade inferior a 870 kg/m^3 ou API superior a 31,1;
- Óleos Médios: densidade entre 920 kg/m^3 – 870 kg/m^3 ou API entre 22,3 – 31,1;
- Óleos Pesados: densidade entre $1\ 000 \text{ kg/m}^3$ – 920 kg/m^3 ou API entre 10,0 – 22,3;
- Óleos Extrapesados: densidade superior a $1\ 000 \text{ kg/m}^3$ ou API inferior a 10,0.

A título de comparação, a Tabela 2 apresenta o grau API e o teor de enxofre de algumas importantes correntes de petróleo produzidas no mundo e no Brasil.

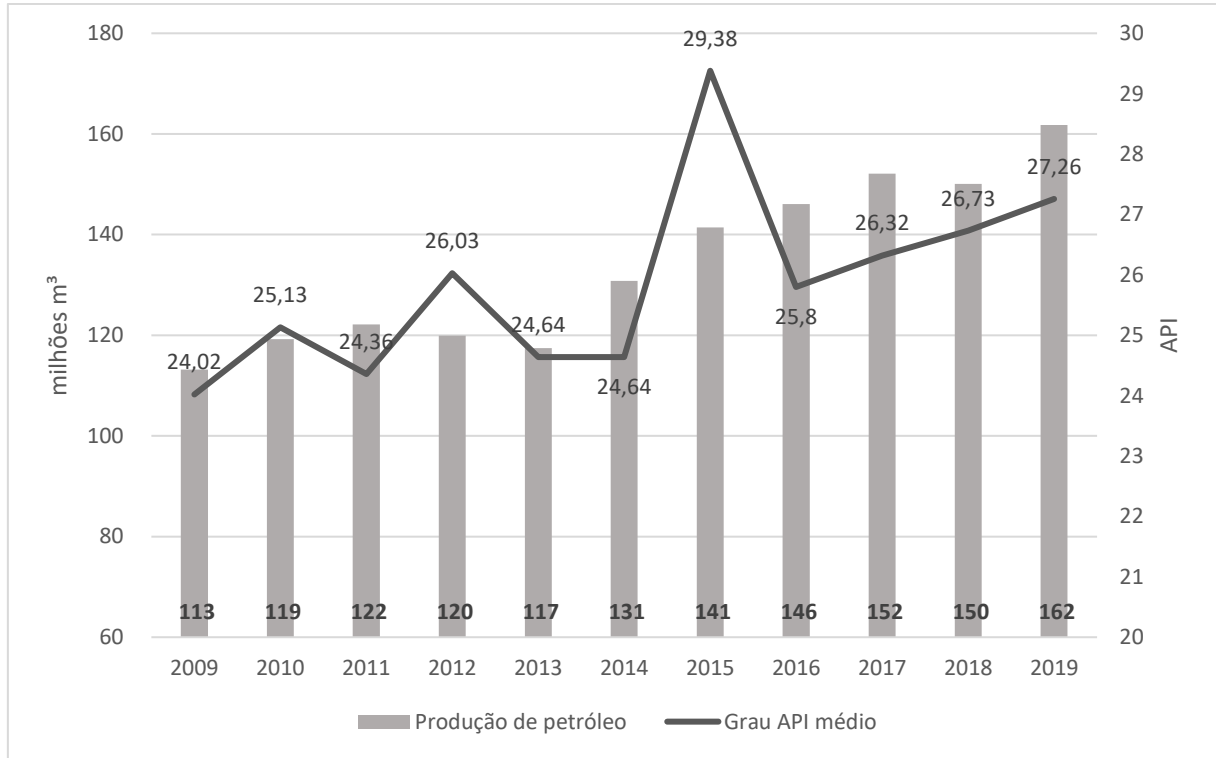
Tabela 2 - Grau API e teor de enxofre de correntes de petróleo selecionadas

Corrente de petróleo	Grau API	Teor de enxofre (% em peso)
Árabe leve	33,8	1,80
Árabe pesado	28,0	2,80
Boscan (Venezuela)	10,2	5,50
Brent (Mar do Norte)	39,0	0,30
West Texas Intermediate (WTI)	40,2	0,30
Urucu (Brasil – AM)	49,2	0,04
Parque das Baleias (Brasil – ES)	26,1	0,40
Tupi (Brasil – RJ)	30,7	0,35
Sapinhoá (Brasil – SP)	30,1	0,35
Brasil (média 2019)	27,3	0,46

Fonte: adaptado de Hsu e Robinson, 2019 e ANP, 2020.

Com o início da produção de petróleo nos campos do pré-sal, em 2009, a produção total de petróleo do Brasil tem aumentado nos últimos anos, assim como o grau API médio do petróleo brasileiro (Gráfico 5).

Gráfico 5 - Produção brasileira de petróleo *versus* o grau API médio do petróleo produzido, 2009-2019



Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

2.2 As formas de uso – os produtos do refino

Segundo Cardoso (2005) durante a produção de petróleo também são retirados água, gás e sedimentos do reservatório. Para separar as impurezas do óleo e do gás, as unidades de produção são equipadas também com unidades de tratamento primário, uma vez que as impurezas influem negativamente no transporte do óleo até a refinaria e também na segurança operacional. Mesmo sem esses contaminantes, o autor lembra que, em seu estado bruto, o petróleo não tem aplicação comercial direta, sendo necessário seu beneficiamento numa refinaria a fim de obter os produtos que serão utilizados.

O refino do petróleo consiste em uma sequência de processos físico-químicos⁵ para separar o óleo em frações de derivados. Como visto, cada petróleo é uma mistura única de vários

⁵ No refino de petróleo para a produção de derivados há três fases principais: a) separação ou fracionamento: de natureza física, tem por objetivo a separação, por diferença de volatilidade, do petróleo bruto em suas frações de produtos componentes; b) conversão: de natureza química, destina-se a transformar as frações pesadas obtidas na

componentes, assim, dependendo da proporção de compostos hidrocarbonetos na sua composição, será mais indicado para a produção de um ou outro derivado. Por exemplo, petróleos mais leves (grau API mais elevado) são constituídos de maiores proporções de hidrocarbonetos leves, de cadeias mais curtas e, em geral, rendem maiores proporções de GLP, nafta, querosene e diesel. Petróleos mais pesados (baixo grau API) produzem proporções maiores de frações pesadas, como gasóleos e resíduos. A Tabela 3 apresenta as frações típicas do petróleo, sua faixa de temperatura de ebulição, a composição aproximada (quantidade de átomos de carbono na molécula) e os usos de cada fração (MORAIS, 2013; SZKLO, ULLER e BONFÁ, 2012; THOMAS, 2001).

Tabela 3 - Frações típicas do petróleo

Fração	Temperatura de ebulição (°C)	Composição aproximada	Usos
Gás residual	–	C1 – C2	Gás combustível
Gás liquefeito de petróleo – GLP	Até 40	C3 – C4	Gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial
Gasolina	40 – 175	C5 – C10	Combustível de automóveis, solvente
Querosene	175 – 235	C11 – C12	Iluminação, combustível de aviões a jato
Gasóleo leve	235 – 305	C13 – C17	Diesel, fornos
Gasóleo pesado	305 – 400	C18 – C25	Combustível, matéria-prima para lubrificantes
Lubrificantes	400 – 510	C26 – C38	Óleos lubrificantes
Resíduo	Acima de 510	C38 +	Asfalto, piche, impermeabilizantes

Fonte: Thomas, 2001.

Os produtos derivados obtidos do refino dividem-se em três categorias: a) combustíveis (gasolina, diesel, querosene de aviação, óleo combustível, GLP, entre outros); b) produtos não-combustíveis (solventes, lubrificantes, parafinas, graxas, asfalto, coque de petróleo etc.); e c) derivados intermediários usados pela indústria petroquímica e indústria de fertilizantes (nafta, gasóleos petroquímicos e outros)

Dentre os combustíveis, em 2019, o óleo diesel, a gasolina e o GLP foram os três mais consumidos no Brasil (EPE, 2020). Como já mencionado, óleo diesel e gasolina respondem por

fase de separação, de baixo valor comercial, para a obtenção de derivados leves e médios de alto valor comercial; c) tratamento: de natureza química, visa à eliminação de impurezas para a obtenção de derivados com as especificações exigidas para a comercialização (MORAIS, 2013).

grande parte do consumo energético do Setor de Transporte no país, enquanto o GLP é o mais utilizado nos domicílios brasileiros para a cocção de alimentos.

2.3 Por que o petróleo é a principal fonte energética do mundo?

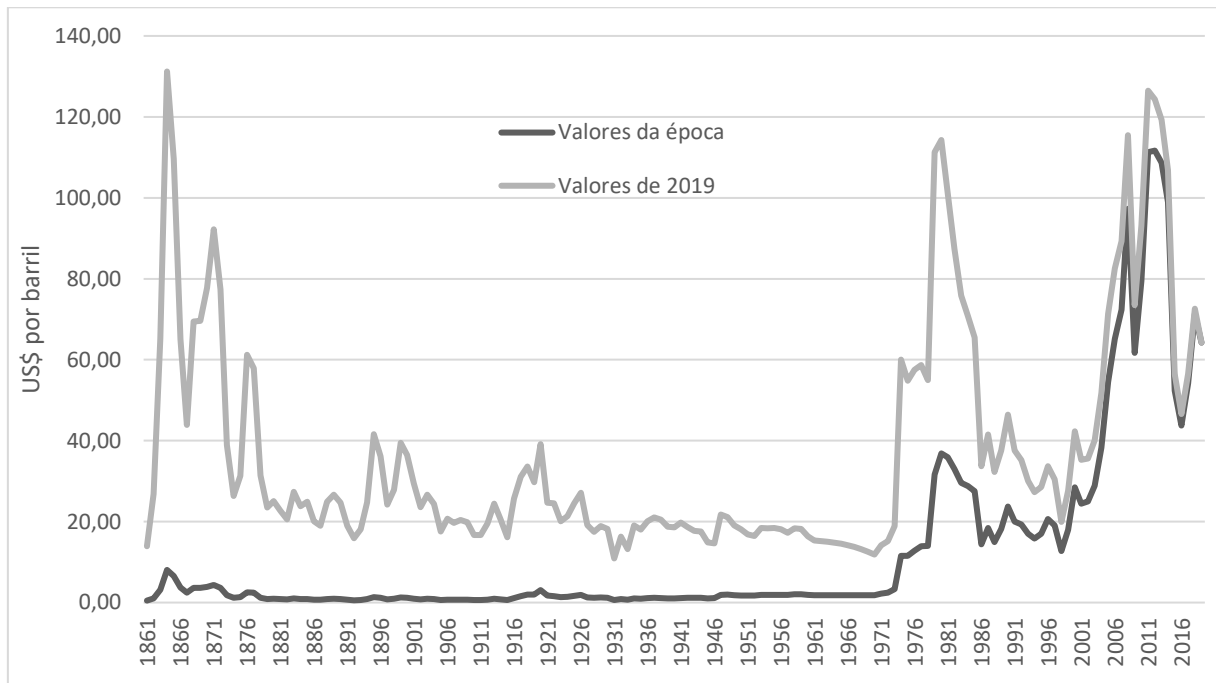
Tertzakian (2009) explica que para uma fonte de energia ocupar um lugar de destaque na matriz energética mundial, essa nova fonte precisa se mostrar mais confiável do que as disponíveis para a sociedade no momento, ou pelo menos para parte dela. Partindo desse ponto, o autor elencou nove atributos como referência para avaliar como as fontes de energia – renováveis ou não – competem por *market share* e para prever quão bem elas podem ser incorporadas à matriz energética. São eles, em tradução livre: versatilidade; escalabilidade; armazenabilidade e transportabilidade; entregabilidade; densidade energética; densidade de potência; constância; sensibilidade ambiental; e segurança energética. Ao descrever cada um desses atributos, o autor chamou a atenção para o petróleo e porque essa fonte se tornou o “padrão ouro” de utilidade no que diz respeito a sistemas energéticos confiáveis.

D’Almeida (2015) lembra que na década de 1960, pouco mais de um século após o início da sua indústria, o petróleo ultrapassou o carvão mineral e se tornou a principal fonte na matriz energética mundial. De forma similar à Tertzakian (2009), D’Almeida (2015) também destacou alguns fatores que contribuíram para a ascensão e a continuidade do sucesso do petróleo até os dias atuais, elencados a seguir.

2.3.1 Baixo preço do petróleo e seus derivados, na maior parte do tempo

O Gráfico 6 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo, em US\$, desde o início da década de 1860, até o final do ano de 2019. D’Almeida (2015) observa que quase sempre o preço do petróleo se manteve baixo, com exceção de alguns momentos, como no início da indústria, durante os choques do petróleo e, mais recentemente, a partir do começo deste século. Essa relativa constância no preço do petróleo permitiu sua expansão no mercado de energia e o tornou um item fundamental e acessível ao mundo atual.

Gráfico 6 - Preço do óleo cru, 1861-2019



Fonte: BP, 2020

1861-1944 média dos EUA.

1945-1983 petróleo do tipo Árabe Leve tomado em Ras Tanura, na Arábia Saudita.

1984-2019 petróleo do tipo Brent.

Valores de 2019 deflacionados usando o índice de Preços ao Consumidor dos EUA.

2.3.2 Segurança de fornecimento

Apesar de apresentar custo elevado em alguns momentos da história, como observado no Gráfico 6, o petróleo sempre esteve disponível e proporcionou segurança no fornecimento de energia aos países e empresas que o optaram como insumo na sua atividade econômica. Nas palavras de D’Almeida (2015) “de nada adianta um produto ser barato se, quando necessário, ele não está à disposição”.

2.3.3 Facilidade e baixo custo do transporte, armazenamento e manuseio

Embora existam várias exigências ambientais e dificuldades inerentes aos produtos inflamáveis, o manuseio de petróleo e seus derivados líquidos, em geral, é simplificado se comparado a outros combustíveis. Os gasosos são difíceis de conter e mais difíceis de transportar, exigindo até mesmo sua compressão, enquanto combustíveis sólidos, como o carvão, são pesados e não podem ser canalizados. Mesmo o transporte por grandes distâncias de petróleo e derivados é técnica e economicamente viável através de grandes navios petroleiros ou oleodutos (TERTZAKIAN, 2009; D’ALMEIDA, 2015).

Tertzakian (2009) ainda compara com outras fontes de energia, como solar fotovoltaica, eólica e nuclear. Indiretamente, essas e outras fontes podem ser convertidas em eletricidade e transportadas por extensas redes elétricas até os consumidores, porém, com perdas significativas tanto na conversão como na própria transmissão. O autor continua explicando que as baterias elétricas conquistaram o mercado de armazenamento de energia em pequena escala (baterias para relógios, pilhas para controles remotos etc.), mas o armazenamento em grande escala tem se mostrado mais desafiador e custoso.

2.3.4 Altas taxas de retorno, apesar do alto investimento inicial

A exploração de petróleo é uma atividade de notável risco empresarial. Exige grandes investimentos iniciais, sempre existe o risco geológico, o que leva a um retorno incerto do investimento e os projetos tem longos períodos de maturação. Ainda assim, os altos rendimentos são possíveis graças às grandes escalas de produção e à significativa margem entre o custo de produção e o preço de venda do barril de petróleo. Em geral, os altos riscos são compensados pelas altas taxas de retorno.

2.3.5 Versatilidade de uso

O petróleo é excepcionalmente flexível e versátil nas suas formas de uso. Através dos processos de refino, as longas cadeias de hidrocarbonetos são quebradas e separadas em diversos produtos finais e intermediários, como apresentado na Tabela 3. Os vários produtos derivados de petróleo podem ser usados por uma enorme gama de equipamentos, de isqueiros de bolso a aviões a jato, por exemplo.

Tertzakian (2009) contrapõe que outras fontes de energia podem ser convertidas em eletricidade e terem a mesma versatilidade de usos que os derivados de petróleo. Por exemplo, o autor lembra que os carros elétricos poderão tomar o lugar dos carros à combustão interna no futuro. Porém, apesar de todo o progresso já realizado e que ainda está ocorrendo, ainda existem muitas barreiras a serem transpostas para maior difusão dos carros elétricos no mundo e em especial no Brasil (LUNA, VOLAN, *et al.*, 2019).

2.4 Formas de apropriação – os regimes de exploração e produção

Sobre os modelos de exploração e produção de petróleo existentes e empregados ao redor do mundo, Ribeiro (2003) comenta que não existe um regime de exploração e produção melhor

que o outro, mas sim o que é considerado melhor para cada situação. Nos contratos de exploração, as partes envolvidas – o Estado e a empresa de petróleo – possuem uma meta comum: obter ganho econômico com a exploração dos recursos petrolíferos e otimizar seu desenvolvimento econômico. De forma geral, a principal diferença entre os regimes de exploração e produção se refere ao controle do ritmo exploratório entre o Estado e a empresa petrolífera.

A seguir, são brevemente descritos os dois principais regimes de exploração e produção de petróleo atualmente empregados no mundo – concessão e partilha de produção – e, no capítulo seguinte, serão discutidos os detalhes e as peculiaridades desses regimes ao serem empregados no Brasil, além da cessão onerosa.

2.4.1 Concessão

Pinto Junior *et al.* (2007) ensina que o sistema de concessões na indústria de petróleo foi concebido como fruto de uma percepção crescente entre os grandes operadores mundiais da indústria de que era preciso disciplinar o crescimento da própria indústria. O controle do suprimento de óleo cru, considerado estratégico, evitava a produção em excesso e, conseqüentemente, as guerras de preços, que ameaçavam a indústria de petróleo como um todo. Para obter esse controle, as grandes empresas dependiam de dois fatores⁶, sendo um deles a “definição de direitos de propriedade e de controle das reservas pelas empresas nos abastados países do Oriente Médio”. Assim, o sistema de concessões foi o instrumento jurídico criado para regular as relações entre os governos dos países detentores de grandes reservas de óleo cru e as grandes empresas do setor interessadas em assegurar o suprimento de petróleo.

Os primeiros contratos de concessão eram simplificados e genéricos, geralmente cobrindo grandes áreas geográficas, podendo ser até mesmo países inteiros. Além disso, o período dos contratos era muito grande, podendo chegar até 75 anos. Existiam poucas ou nenhuma restrição à operação das empresas nos países. Em troca, caso a produção comercial de petróleo ocorresse, as empresas pagavam aos estados hospedeiros compensações financeiras como os *royalties*

⁶ O segundo fator era “a adoção entre as *majors* de uma coordenação oligopolista que impedisse formas perigosas de competição, alocando-se níveis de produção e de suprimento de demanda nas áreas geográficas da indústria” e originou a criação dos consórcios entre as empresas para a exploração conjunta de petróleo em determinados locais. Em 1928, por exemplo, foi fundado o Iraq Petroleum Company (IPC), primeiro consórcio que reuniu as maiores empresas europeias e norte-americanas. As inovações jurídicas desse consórcio foram a base para o Acordo de Achnacarry que marcou o início da atuação do cartel das Sete Irmãs.

baseados na produção, bônus pela assinatura do contrato e, em alguns casos, pagamentos pela alta rentabilidade da empresa (BAYULGEN, 2010; MAZEEL, 2010; BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011; LIMA, 2011).

Os contratos de concessão modernos, assim como outros tipos de contratos firmados a partir do final da década de 1960, foram consequência da evolução dos objetivos estatais. Os países deixaram de ser apenas recebedores das rendas petrolíferas e passaram a ter participação nas operações da indústria de petróleo como forma de afirmar sua soberania sobre os recursos naturais existentes em seus territórios. Nesses contratos, o estado garante ao concessionário direito exclusivo para explorar, perfurar, desenvolver, extrair, armazenar, transportar e comercializar o petróleo produzido em uma determinada área e por um determinado período de tempo. Porém, diferentemente dos contratos mais antigos, agora as áreas concedidas e a duração dos contratos são menores e a empresa deve garantir um nível mínimo de investimento na área concedida sob pena de ter o contrato revogado. A empresa tem total controle do ritmo de produção e passa a ter a titularidade do petróleo extraído após este passar por um ponto de medição e é responsável por todos os custos, desde que respeite o investimento mínimo anual acordado. Em troca, o governo recebe um bônus pela assinatura do contrato, *royalties* sobre o volume produzido, bônus à medida que a empresa atinja certos níveis de produção, taxa de uso da superfície, imposto sobre os lucros, entre outras (BNDES, 2009; BAYULGEN, 2010; BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011).

A Figura 1 apresenta a composição típica das receitas obtidas com a exploração de petróleo sobre o contrato de concessão. Geralmente, nos primeiros anos, são feitos grandes investimentos na exploração e no desenvolvimento do campo. Nesse período, a empresa exploradora não tem qualquer tipo de retorno. Somente com o início da produção comercial que as receitas começam a ser geradas, além das taxas e *royalties* devidos ao Estado hospedeiro, além do bônus de assinatura que é pago pela empresa antes de começar a exploração.

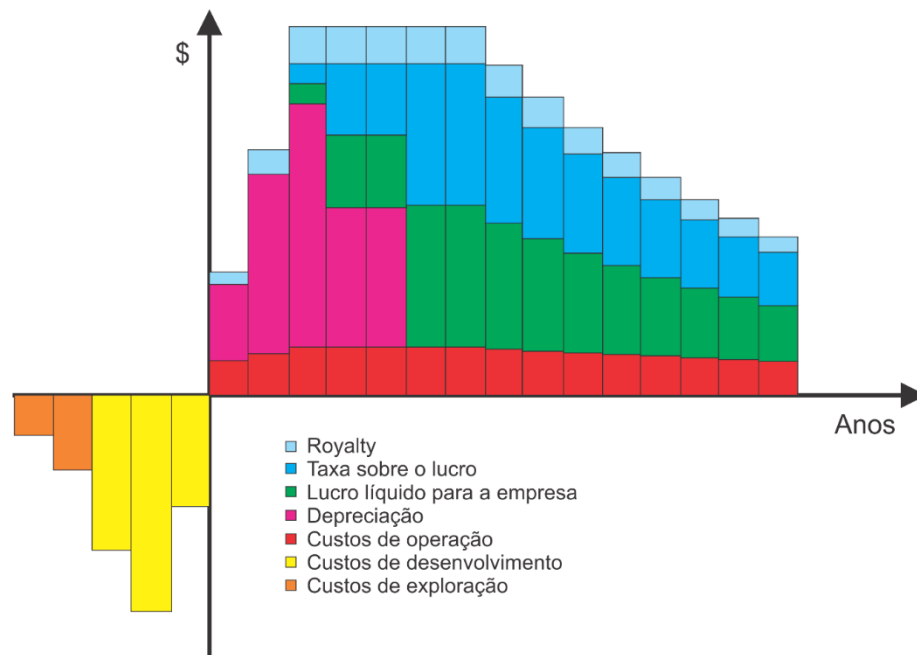


Figura 1 - Composição típica das receitas no regime de concessão

Fonte: Bret-Rouzaut e Favennec, 2011.

Sobre as desvantagens desse tipo de contrato, Lima (2011) relata que é comum que o país hospedeiro não tenha adequado conhecimento sobre a área que está concedendo. As atividades de exploração e de investigação sobre as formações geológicas da área a ser concedida, tendem a ser reduzidas antes das licitações. Caso isso ocorra, o estado pode não maximizar seu retorno.

2.4.2 Partilha de produção

Com o fim da Segunda Guerra Mundial, ficou evidente o papel estratégico da indústria do petróleo para as nações desenvolvidas manterem ou aumentarem suas posições de domínio econômico e político. Para as nações menos desenvolvidas e detentoras de reservas de petróleo, era a chance de impulsionar sua industrialização com as rendas do petróleo, que começava a se tornar a principal fonte energética primária do mundo. Esse foi o contexto em que vários países nacionalizaram sua indústria de petróleo e que permitiu o surgimento da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2007).

Em 1966, o regime de partilha de produção foi primeiramente utilizado na Indonésia. O sentimento nacionalista aflorado nesse país na época, fez com que o regime de concessão ficasse desacreditado por estar fortemente relacionado com o período colonial. Em 1971, um tipo similar de contrato também foi empregado no Peru (BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011; LIMA, 2011).

Deste então, esse tipo de acordo tem sido empregado em vários países, exportadores ou não de petróleo. A razão do sucesso, sobretudo em países em desenvolvimento e em transição econômica, segundo Brett-Rouzaut e Favennec (2011), se deve às inovações implementadas por esse tipo de contrato. Por exemplo, a natureza da relação contratual entre as empresas e os governos que, agora, em teoria, possui maior controle sobre as atividades da empresa de petróleo, que pode ser vista apenas como uma fornecedora de serviços ao país, além do próprio conceito de “partilhar” a produção.

No regime de partilha de produção, a propriedade do óleo extraído é formalmente do Estado, mas a empresa é quem assume todos os riscos da operação. Parte do óleo extraído é usado pela empresa para cobrir seus custos de exploração e produção, é o chamado óleo-custo. Após a empresa recuperar seu investimento, o restante do petróleo é o óleo-lucro, e esse é repartido – ou partilhado – entre a empresa e o Estado de acordo com o percentual acordado em contrato (SAUER e RODRIGUES, 2016).

De forma similar à Figura 1, a Figura 2 indica a composição típica das receitas obtidas no regime de partilha de produção.

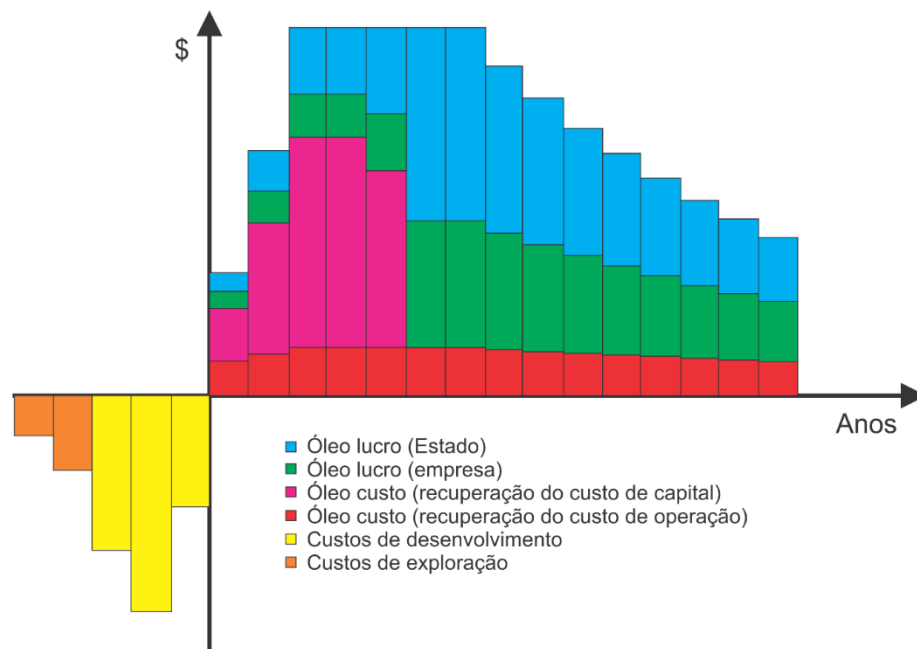


Figura 2 - Composição típica das receitas no regime de partilha de produção

Fonte: Bret-Rouzaut e Favennec, 2011.

2.4.3 Outros regimes contratuais

Além dos regimes de concessão e de partilha de produção, os estados também podem adotar outros tipos de acordos com as empresas para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Um desses acordos são os contratos de serviços, divididos em dois tipos: o contrato de serviço puro e o contrato de serviço com risco. Nos contratos de serviços puros, a empresa é contratada pelo governo para explorar e desenvolver um campo em troca de uma remuneração fixa de acordo com os serviços combinados em contrato. Neste caso, todas as responsabilidades, inclusive os investimentos, são do governo contratante, assim como todo o petróleo produzido. Já no contrato de serviço com risco, a empresa é responsável por todos os investimentos e somente é remunerada caso ocorra a produção comercial do campo explorado. Este tipo de contrato, inclusive, já foi utilizado no Brasil entre os anos de 1976 e 1988, porém, sem grande sucesso (BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011; LIMA, 2011; CUNHA, 1995).

Um outro acordo possível são os contratos do tipo *joint ventures* que, ao contrário dos anteriores, não possuem critérios e definições internacionalmente estabelecidos. Neste tipo de contrato, as partes simplesmente estabelecem que desejam realizar certa atividade de certa maneira. Os custos e as recompensas são compartilhados entre o Estado e as empresas integrantes e o processo de negociação pode levar muito tempo, uma vez que todos os detalhes devem ser especificados para cada novo acordo (LIMA, 2011).

O Quadro 1 apresenta um resumo acerca dos riscos e recompensas para o Estado e para a empresa nos diferentes regimes de exploração e produção de petróleo empregados no mundo.

Quadro 1 - Riscos e recompensas nos diversos regimes contratuais

Regime	Empresa	Governo
Concessão	Todo o risco e boa recompensa	Nenhum risco ¹ e a recompensa é função da produção e do preço
Partilha de Produção	Todo o risco e parte da produção	Nenhum risco e parte da produção
Prestação de serviço puro	Nenhum risco e remuneração fixa	Todo o risco e toda a produção
Prestação de serviço com risco	Todo o risco e remuneração somente com produção comercial	Nenhum risco e toda a produção
<i>Joint venture</i>	Parte do risco e parte da produção	Parte do risco e parte da produção

Fonte: adaptado de Lima, 2011.

¹ Neste quadro foi adotada a visão de Lima (2011), que considera que “todos os riscos do desenvolvimento, inclusive os custos de exploração, mantêm-se sob responsabilidade exclusiva do concessionário”.

3 A POLÍTICA NACIONAL DE PETRÓLEO DESDE O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL DE 2010⁷

Um dos objetivos essenciais de qualquer política energética é garantir o suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar de uma sociedade. Os elementos ideológicos presentes em uma política energética são, contudo, limitados pelo equilíbrio de oferta e demanda da energia em cada instante do tempo. Assim, nos momentos de escassez, não apenas dos recursos energéticos em si, mas também de toda a infraestrutura de produção, transformação, transporte e distribuição desses recursos, os estímulos a uma intervenção do Estado na garantia do suprimento energético são, sem dúvida, muito maiores que em momentos de abundância (PINTO JUNIOR, ALMEIDA, *et al.*, 2007).

Dilma Rousseff, no seu discurso de posse como Presidente da República no Congresso Nacional, em 1º de janeiro de 2011, referiu-se ao pré-sal e à Petrobras como instrumentos para obtenção do bem-estar social da população brasileira com as seguintes palavras:

O pré-sal é nosso passaporte para o futuro, mas só o será plenamente, queridas brasileiras e queridos brasileiros, se produzir uma síntese equilibrada de avanço tecnológico, avanço social e cuidado ambiental.

A sua própria descoberta é resultado do avanço tecnológico brasileiro e de uma moderna política de investimentos em pesquisa e inovação. Seu desenvolvimento será fator de valorização da empresa nacional e seus investimentos serão geradores de milhares de novos empregos.

O grande agente dessa política foi e é a Petrobras, símbolo histórico da soberania brasileira na produção energética e do petróleo.

O meu Governo terá a responsabilidade de transformar a enorme riqueza obtida no pré-sal em poupança de longo prazo, capaz de fornecer às atuais e às futuras gerações a melhor parcela dessa riqueza, transformada, ao longo do tempo, em investimentos efetivos na qualidade dos serviços públicos, na redução da pobreza e na valorização do meio ambiente. Recusaremos o gasto apressado, que reserva às futuras gerações apenas as dívidas e a desesperança.

Como mencionado anteriormente, após a descoberta de petróleo na camada pré-sal, no último ano do governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, foi aprovado um conjunto de leis que

⁷ Para maiores detalhes sobre os períodos anteriores, ver Apêndice A.

tinha como objetivo proteger e acelerar a produção de petróleo nessa nova fronteira exploratória e que deu grande destaque à Petrobras para alcançar esses objetivos.

Como visto anteriormente, as fontes fósseis de energia – no caso brasileiro, mais especificamente, o petróleo e o gás natural – respondem por grande parte da oferta primária de energia e, apesar dos avanços das fontes renováveis, tendem a continuar com forte presença na matriz energética mundial.

No caso do pré-sal brasileiro, Schutte (2014) diz que não existe discussão sobre explorar ou não esse petróleo, mas sim como fazê-lo. Questões como quem terá acesso, como produzir, o que fazer com o excedente e qual a estrutura institucional necessária é que são pertinentes. São dois os critérios básicos para a escolha do regime de exploração e produção. Primeiro, a capacidade de arrecadação, ou seja, da captura pública da renda petrolífera; segundo, a capacidade do Estado para exercer seu controle sobre a exploração e o gerenciamento das reservas. Neste ponto, a discussão se concentra em torno do ritmo da exploração, pois pode haver diferenças entre os interesses público e privado.

É nesse sentido que se procurou desenvolver este capítulo, evidenciando quais foram os instrumentos legais e as ações que nortearam o desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro, a partir da descoberta das reservas de petróleo na camada do pré-sal, cuja motivação inicial foi proteger e acelerar a produção de petróleo nessa nova fronteira exploratória e colocar a Petrobras em destaque para alcançar esses objetivos.

3.1 O contexto histórico que antecedeu a formulação do marco regulatório do pré-sal em 2010 e sua mudança em 2016

Importantes autores se dedicaram a detalhar a história da indústria do petróleo mundial⁸ e nacional⁹. Além disso, vários trabalhos¹⁰ também destinaram seções ou capítulos para contextualizar e narrar os acontecimentos que marcaram a indústria do petróleo brasileiro.

⁸ Daniel Yergin (2012), “The prize: the epic quest for oil, money and power”. Francisco Parra (2004), “Oil politics: a modern history of petroleum”. Mahmoud A. El-Gamal e Amy Myers Jaffe (2009), “Oil, dollars, debt, and crises: the global curse of black gold”.

⁹ José Luciano de Mattos Dias e Maria Ana Quaglini (1993), “A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras”. José Mauro de Moraes (2013), “Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore”.

¹⁰ José Eduardo Thomas (2001), “Fundamentos de engenharia de petróleo”. Luiz Cláudio Cardoso (2005), “Petróleo: do poço ao posto”. Luciana Palmeira Braga (2012), “O processo de individualização da produção na

Os autores geralmente dividem esta história em períodos para melhor explicá-la. Por exemplo, Cardoso (2005) dividiu a história da indústria nacional de petróleo em quatro fases tomando como marcos divisórios as decisões governamentais: a 1ª fase é marcada pela iniciativa privada ou pela falta de iniciativa governamental; a 2ª fase é marcada pela nacionalização dos recursos do subsolo; a 3ª fase é marcada pela decisão favorável ao monopólio estatal e à criação da Petrobras e a 4ª fase é marcada pela quebra do monopólio para produção de petróleo no país, a partir da publicação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995. Como o trabalho é anterior à descoberta do pré-sal, esse importante marco recente não foi citado por esse autor, apesar de ser possível imaginar uma nova fase a partir do marco regulatório de 2010.

Por sua vez, Moraes (2013) dividiu a longa trajetória brasileira em busca de petróleo em cinco fases, caracterizadas pelos objetivos que nortearam a indústria de petróleo nacional em cada época. A 1ª fase foi marcada pela iniciativa privada em encontrar petróleo para a produção, principalmente, de querosene iluminante, para substituir o óleo de baleia usado até então. Essa fase é caracterizada também pela ausência de iniciativa do governo brasileiro. Ainda na época do Império, pequenos exploradores obtiveram algumas concessões e iniciaram a busca por jazidas de petróleo, porém, sem muito sucesso.

A 2ª fase foi marcada pela iniciativa do governo em comprovar a existência de petróleo no território brasileiro. Vários órgãos foram criados nesse período com esse objetivo como o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB, em 1919, substituído pelo Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, em 1934. Em 1938, por meio de decreto, as atividades petrolíferas foram declaradas de utilidade pública e foi criado o Conselho Nacional do Petróleo – CNP. No ano seguinte, foi descoberto petróleo no município de Lobato, na Bahia.

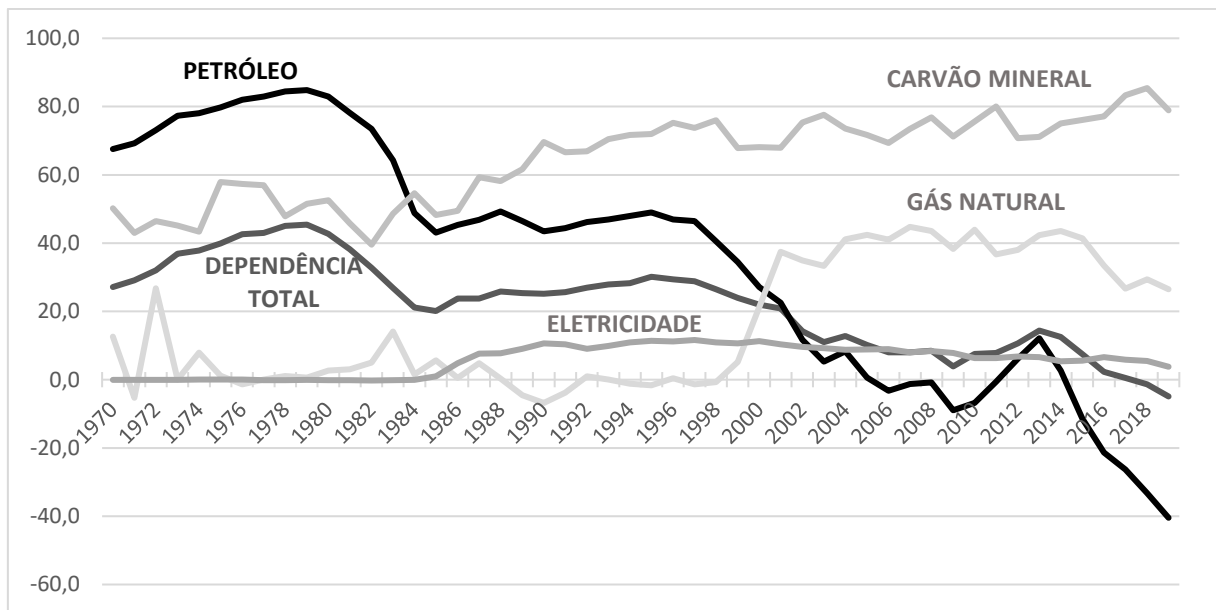
A 3ª fase se iniciou a partir da confirmação de que havia petróleo no território brasileiro e é marcada pela busca por petróleo para diminuir a dependência das importações. As perfurações continuaram nas áreas mais promissoras, principalmente as áreas terrestres das bacias sedimentares do Recôncavo Baiano e de Alagoas/Sergipe. Em 1953, foi criada a Petrobras, com a missão de diminuir a grande dependência brasileira de petróleo importado. Apesar de algumas importantes descobertas em terra, percebeu-se que não estavam ocorrendo no ritmo necessário para diminuir a dependência de petróleo estrangeiro. Assim, os esforços foram direcionados

área do pré-sal e os potenciais problemas práticos advindos da convivência dos três modelos de contratos internacionais de petróleo”.

para o mar, a princípio no litoral do Nordeste, onde ocorreram as primeiras descobertas de petróleo *offshore* e, mais tarde, na Bacia de Campos, onde importantes descobertas mudariam de patamar a exploração brasileira de petróleo.

A 4ª fase, marcada pela busca da autossuficiência na exploração e produção de petróleo, foi iniciada com a descoberta do Campo de Garoupa, em 1974, na Bacia de Campos. A sequência de outras importantes descobertas nessa mesma bacia sedimentar levou ao crescimento consistente das reservas brasileiras permitindo que a Petrobras trabalhasse com a perspectiva real da autossuficiência. Nessa fase, o monopólio da Petrobras foi quebrado e, em 1997, entrou em vigor no Brasil o modelo de concessão. Aos poucos, o Brasil conseguiu diminuir a dependência pelo petróleo importado e, em 2006, pela primeira vez, a produção interna superou a demanda nacional de petróleo. O Gráfico 7 apresenta a evolução da dependência externa de energia do Brasil, com destaque para a dependência externa de petróleo, de 1970 até 2019.

Gráfico 7 - Dependência externa de energia, em porcentagem, 1970-2019



Fonte: EPE, 2020.

A curva da dependência total de energia (cinza escuro) é influenciada fortemente pela curva da dependência externa de petróleo (preta). O primeiro choque do petróleo, ocorrido em 1973, que fez o preço do petróleo disparar, incentivou o governo brasileiro a buscar petróleo internamente para diminuir a dependência externa desse insumo cada vez mais caro. Alguns anos após as descobertas da Bacia de Campos, a produção nacional de petróleo começou a aumentar, diminuindo gradativamente a necessidade de importação.

Poucos meses após atingir a autossuficiência, ainda em 2006, foi anunciada, também, uma importante descoberta na Bacia de Santos, iniciando a 5ª fase, marcada pelo aumento das reservas e da produção brasileira de petróleo. O resultado de prospecções iniciadas em 2001, levaram à descoberta de gigantescas reservas de petróleo na camada geológica denominada pré-sal. Sauer (2011) comenta que “a autossuficiência permitiu a estabilidade macroeconômica do País, mesmo quando o preço do barril de petróleo superou os 100 dólares”. O longo período de investimento da Petrobras na capacitação de seu corpo técnico e desenvolvimento de novas tecnologias para a exploração de petróleo em profundidades e com dificuldades cada vez maiores, “permitiram à Petrobras testar um novo modelo geológico, desenvolvido ao longo de décadas, que previa a possibilidade da existência de um segundo andar de petróleo, sob a camada de sal abaixo do primeiro, que permitira essa autossuficiência”. A nova fronteira exploratória do pré-sal, ainda por ter seu volume totalmente mensurado, propiciará aumentar significativamente as reservas brasileiras de petróleo.

A partir de então, o governo tomou medidas a fim de proteger e, ao mesmo tempo, acelerar a exploração e produção de petróleo do polígono do pré-sal. Assim, em 2010, entraram em vigor três novas leis com esse objetivo: a Lei nº 12.276/2010, que autorizou a cessão onerosa de direitos de exploração da União e a capitalização da Petrobras; a Lei nº 12.304/2010, que autorizou a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA); e a Lei nº 12.351/2010, que introduziu o regime de partilha de produção e criou o Fundo Social. Nesta dissertação, chamaremos esse conjunto de leis de “marco regulatório do pré-sal de 2010”.

Atualmente, vigora no Brasil um regime regulatório misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural, uma vez que a Lei nº 12.351/2010 estabeleceu o regime de partilha de produção apenas para as áreas não licitadas do polígono do pré-sal e outras áreas estratégicas. Para todo o restante do território nacional, cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras, o regime de concessão, estabelecido pela Lei nº 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, continua em vigor (FRIEDRICH e TORRES, 2012).

O Quadro 2 resume os eventos que marcaram a trajetória da indústria nacional de petróleo e situa cada evento nas fases citadas por Cardoso (2005) e por Morais (2013).

Quadro 2 - Eventos da indústria de petróleo brasileira segundo cada fase proposta por Cardoso e por Morais

Ano	Evento	Fase segundo Cardoso, 2005	Fase segundo Morais, 2013	
1858	Decreto nº 2.266 concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricar querosene, às margens do Rio Marau, na Bahia.	1ª fase: marcada pela iniciativa privada, ou pela falta de iniciativa pública	1ª fase: explorações pioneiras por particulares – busca de petróleo para a produção de óleos para iluminação	
1864	Decreto nº 3.352-A concedeu à Thomas Denny Sargent permissão para extrair petróleo e outros minerais em Camamu e Ilhéus, Bahia.			
1891	Constituição de 1981 garante ao proprietário da superfície a propriedade dos recursos do subsolo.			
1892	Eugênio Ferreira de Camargo perfura poço de 488 metros e retira dois barris de petróleo no município de Bofete, São Paulo.			
1907	Instituído o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB.		2ª fase: caracterizada pela nacionalização dos recursos do subsolo	2ª fase: explorações pioneiras pelo Estado – busca de jazidas para comprovar a existência de petróleo no País
1919	Perfuração de um poço de 84 metros de profundidade em Mallet, Paraná, primeira sondagem realizada por um órgão público no Brasil, porém, sem sucesso.			
1921	Lei nº 4.265, "Lei Simões Lopes". Através do "manifesto do descoberto", o descobridor poderia solicitar a separação da propriedade de minas da propriedade do solo.			
1931	Monteiro Lobato e Edson de Carvalho fundam a Companhia de Petróleo Nacional S.A.			
1934	Constituição de 1934 separa a propriedade da superfície do subsolo.			
1934	Instituído o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM.	3ª fase: busca de petróleo para a redução da dependência de importações		
1938	O Decreto-Lei nº 395 declarou de utilidade pública o abastecimento de petróleo, nacionalizou a indústria de refinação de petróleo, nacional ou importado e criou o Conselho Nacional do Petróleo – CNP.			
1939	DNPM perfura e encontra petróleo no poço 163 em Lobato, Bahia, apesar de não ser economicamente viável.			
1941	Decreto-Lei nº 3.236, "Código do Petróleo". Atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural passam a depender de autorização do CNP.			
1946	Constituição de 1946 mantém separada a propriedade da superfície do subsolo, mas retira a exigência do controle brasileiro nas empresas.			
1951	Enviado ao Congresso o projeto de lei que defendia o monopólio estatal do petróleo, em meio à campanha "O Petróleo é Nosso".			

Ano	Evento	Fase segundo Cardoso, 2005	Fase segundo Morais, 2013
1953	Lei nº 2.004, instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados e criou a Petrobras para exercê-lo.	3ª fase: caracterizada pela decisão governamental favorável ao monopólio estatal do petróleo e das demais atividades da cadeia produtiva do setor petrolífero e pela criação da Petrobras	
1955	Criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo – CENAP.		
1963	Descoberta do campo de Carmópolis, na Bacia Sergipe-Alagoas, primeira importante descoberta fora da Bacia do Recôncavo.		
1966	CENAP é substituído pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras – CENPES.		
1967	Constituição de 1967 foi a primeira a tornar o monopólio do petróleo matéria constitucional.		
1968	Primeira descoberta de petróleo no mar, no campo de Guaricema, em Sergipe.		
1974	Descoberta do campo de Garoupa, na Bacia de Campos.		
1975	A Petrobras foi autorizada a celebrar contratos de serviços com risco com outras empresas.		
1986	Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas – PROCAP 1000		
1988	Constituição de 1988 manteve a pesquisa e a lavra de petróleo e gás natural como monopólio da União, além de atividades como refino e transporte marítimo de petróleo e derivados.		
1995	Emenda Constitucional nº 9 flexibilizou o monopólio do petróleo praticado, até então, pela Petrobras.		
1997	Lei nº 9.478, "Lei do Petróleo". Criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP (posteriormente nomeada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.		
1999	Primeira rodada de licitação de blocos para exploração e produção de petróleo no regime de concessão.		
2006	A Oitava Rodada de Licitações foi suspensa por liminar judicial. Anunciada a autossuficiência na produção de petróleo. Anunciada a descoberta de petróleo na camada pré-sal.		
2007	Petrobras encaminhou ofício à Presidência da República relatando a descoberta de um campo petrolífero que sinalizava quantidades excepcionalmente grandes de petróleo e gás natural.	Emenda Constitucional – EC nº 9 de 1995	5ª fase: era do Pré-sal – explorações para o aumento das reservas de petróleo
2008	Instituída Comissão Interministerial para estudar e propor alterações na legislação relativas às descobertas do pré-sal.		

Ano	Evento	Fase segundo Cardoso, 2005	Fase segundo Morais, 2013
2010	Novo marco regulatório do pré-sal, a partir das Leis nº 12.276 (cessão onerosa), 12.304 (criação da empresa estatal Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA) e 12.351 (instituiu o regime de partilha de produção e criou o Fundo Social).	5ª fase: marcada pela descoberta do pré-sal, em 2006, e pelo novo marco regulatório de 2010 e que vai até os dias atuais	
2013	Leilão do Campo de Libra, primeiro contrato sob o regime de partilha de produção.		
2015	Encaminhado ao Senado Federal projeto de lei para alterar a Lei nº 12.351.		
2016	Aprovada a Lei nº 13,365, que retirou a obrigatoriedade da Petrobras de participar de todos os projetos do pré-sal.		
2018	Greve dos Caminhoneiros		

Fonte: elaboração própria a partir de Cardoso, 2005 e Morais, 2013.

3.2 O marco regulatório do pré-sal de 2010 – o conjunto de leis

3.2.1 Lei nº 12.276/2010 – cessão onerosa

A cessão onerosa de áreas do pré-sal à Petrobras foi proposta pelo Poder Executivo, por meio do Projeto de Lei – PL nº 5.941, de 31 de agosto de 2009, cujo objetivo era antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo petróleo do pré-sal (antecipação de receita da União) e dotar a Petrobras de recursos necessários ao desempenho do seu papel central em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas – até então a Petrobras era a operadora exclusiva das áreas, com uma participação mínima garantida de 30% nos consórcios (SOUSA, 2011).

Do PL nº 5.941/2009 originou a Lei Federal nº 12.276, de 30 de junho de 2010, a qual autorizou a cessão onerosa pela União à Petrobras das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e de gás natural em áreas ainda não concedidas, localizadas no polígono do pré-sal, até o limite de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, dispensada a licitação, mediante a efetivação do pagamento, preferencialmente, em títulos da dívida pública da União, para subscrever ações do capital social da Petrobras (BRAGA, 2012).

Em 3 de setembro de 2010, a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério da Fazenda – MF; a Petrobras, como cessionária; e a ANP, na qualidade de órgão regulador e fiscalizador, celebraram o contrato de cessão onerosa, a partir do qual a Petrobras passava a responder pelo exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo localizados na área do pré-sal, limitando-se a produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, como destacado (BRAGA, 2012).

A área definida no contrato foi formada seis blocos definitivos e um bloco contingente¹¹: Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi e Peroba, escolhida como área contingente (SOUSA, 2011). O valor total do contrato de cessão onerosa foi de US\$ 42,533 bilhões e a Petrobras efetivou o pagamento com os recursos captados da venda de ações ordinárias e preferenciais por meio de um processo público de capitalização (BRAGA, 2012), conforme detalhado adiante.

O prazo de vigência do contrato de cessão onerosa estabelecido foi de 40 anos, podendo ser prorrogado por mais cinco anos, a pedido da cessionária. Após a produção do volume equivalente de petróleo estabelecido, a Petrobras não poderá produzir qualquer volume adicional de petróleo e gás natural nas áreas cedidas (SOUSA, 2011).

O contrato de cessão onerosa levou em conta as fases de exploração, que inclui as atividades de avaliação e a de produção, que inclui as atividades de desenvolvimento da produção. A Petrobras assumiu, em caráter exclusivo, todos os investimentos, riscos e custos relacionados às atividades de exploração e de produção. A Petrobras tem a propriedade exclusiva do petróleo e gás natural que venham a ser efetivamente produzidos, mediante pagamento dos *royalties* correspondentes (LIMA, 2011).

O contrato estabeleceu que, durante a fase de exploração, o percentual de conteúdo local deveria ser de, no mínimo, 37%, e, para a fase de produção, este valor deveria ser, no mínimo 65%. Os *royalties* pagos à União foram fixados em 10% da produção (SOUSA, 2011).

Com respeito ao aproveitamento das reservas excedentes, após a extinção do contrato pelo cumprimento de seu objetivo, Sousa (2011) comentou que “provavelmente essa atividade será conduzida pela própria Petrobras sob o regime de partilha de produção na modalidade contratação direta, dispensando licitação”. A Petrobras apresentava vantagens frente a seus possíveis concorrentes num certame com as áreas da cessão onerosa pelo fato de ser a proprietária da infraestrutura de produção, tratamento e transferência de óleo e gás nas áreas cedidas.

¹¹ O bloco contingente é visto como uma segurança contratual de que a Petrobras terá acesso aos cinco bilhões de barris definidos no contrato. A Petrobras só poderá iniciar os trabalhos neste campo após comprovar que o volume não será suficiente para atingir os cinco bilhões de barris de petróleo contido nos blocos definitivos, que são aqueles em que a Petrobras poderá iniciar os trabalhos a partir da assinatura do contrato.

No decorrer da tramitação do PL nº 5.941/2009 na Câmara dos Deputados, ficou claro que a ampliação da participação acionária da União, diretamente ou por intermédio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, no capital da Petrobras também era considerada prioritária pelo governo federal. A Lei nº 12.276/2010, oriunda do referido projeto de lei, autorizou a União a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-la com títulos da dívida pública mobiliária (SOUSA, 2011).

O documento em questão definiu os procedimentos para a realização da revisão do contrato, a ser realizada após a declaração de comercialidade de cada campo, fundamentada em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras, contratadas pela ANP e pela cessionária, cujo resultado pode levar à revisão do valor do contrato, do volume máximo, do prazo de vigência do contrato e dos percentuais mínimos de conteúdo local (SOUSA, 2011).

3.2.2 Lei nº 12.304/2010 – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)

Em 02 de agosto de 2010, foi aprovada a Lei Federal nº 12.304, que “autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências” (BRASIL, 2010).

Essa nova empresa pública, criada sob a forma de sociedade anônima, com a União Federal sendo a acionista, tem por objeto “a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União” (BRASIL, 2010).

Três anos depois, em 1º de agosto de 2013, o Decreto nº 8.063, aprovou o Estatuto Social da Pré-Sal Petróleo S.A. e, no dia 12 de novembro de 2013, foi realizada a Assembleia Geral de constituição da empresa. Por decisão do CNPE, a cada leilão de área no polígono do pré-sal, a PPSA pode ser contemplada com parte do bônus de assinatura estabelecido na licitação ou por contratação direta. Além disso, a PPSA conta ainda com recursos originados da gestão dos contratos de partilha e da representação na comercialização do petróleo e do gás natural (PPSA, 2016).

A finalidade da PPSA é, assim, gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo MME e gerir os contratos de comercialização de petróleo. A PPSA, no entanto, não assume nenhum risco e não responde pelos custos e investimentos relacionados às atividades de exploração e

produção de petróleo, nem participa das atividades de desativação das instalações utilizadas na atividade petrolífera, decorrentes dos contratos de partilha de produção. No tocante ao regime de concessão e ao de cessão onerosa, a PPSA não tem nenhuma atribuição (BRAGA, 2012).

3.2.3 Lei nº 12.351/2010 – partilha de produção e Fundo Social

A lei que veio para completar o novo marco legal da exploração e produção de petróleo no Brasil, é a Lei Federal nº 12.351, publicada em 22 de dezembro de 2010, a qual “dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas”. Além disso, cria o Fundo Social, dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos e altera vários dispositivos da Lei nº 9.478/1997, a “Lei do Petróleo” (BRASIL, 2010).

À União, por intermédio do MME, coube a celebração dos contratos de partilha de produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, ou mediante licitação na modalidade leilão. A gestão dos contratos de partilha de produção, de acordo com a Lei Federal nº 12.304/2010 é realizada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (LIMA, 2011).

O texto original da Lei nº 12.351/2010 estabeleceu que a Petrobras seria a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada uma participação mínima de 30% no consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e a produção de petróleo em regime de partilha de produção (LIMA, 2011). Essa parte do corpo da Lei foi modificada, quando da promulgação da Lei nº 13.365/2016.

Braga (2012) destaca que a Lei nº 12.351/2010 destinava um artigo exclusivo às competências de cada um dos três principais agentes governamentais envolvidos nos contratos de partilha de produção: o CNPE, o MME e a ANP, trabalhando, de forma integrada para a definição: (a) dos blocos que serão objeto de operação por regime de concessão ou de partilha de produção; (b) dos critérios para definição do excedente em óleo da União e seu percentual mínimo; (c) da participação mínima da Petrobras no consórcio; (d) dos limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos; (e) do conteúdo local mínimo relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; (f) do valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à PPSA; e (g) para estabelecer e aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaborados pela ANP (LIMA, 2011).

Também foi estabelecido que o contrato de partilha de produção brasileiro teria vigência limitada de 35 anos, dividida em duas fases: a de exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, para determinação de sua comercialidade; e a fase de produção, que inclui as atividades de desenvolvimento da referida produção. O prazo de duração e as condições de prorrogação da fase de exploração passaram ser estipulados no contrato, bem como o programa exploratório mínimo que a contratada deverá cumprir nessa fase (BRAGA, 2012).

A participação da PPSA integra o consórcio como representante da União no contrato de partilha de produção. Um comitê operacional, composto por representantes da PPSA e dos demais entes consorciados, ficou responsável pela administração do consórcio. (BRAGA, 2012).

A União, representada pela PPSA, celebrará com os interessados, nos casos em que as jazidas da área do pré-sal e das áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não partilhadas, acordos de individualização da produção¹², cujos termos e condições obrigarão o futuro concessionário ou contratado sob regime de partilha de produção. A ANP deverá fornecer à PPSA todas as informações necessárias para o estabelecimento do AIP (LIMA, 2011).

Outro dispositivo da Lei nº 12.351/2010 foi a criação do Fundo Social – FS. Sua finalidade é 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, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas (BRASIL, 2010).

A própria Lei, em seu artigo 48, expressa os objetivos do Fundo Social:

I - constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União;

II - oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma prevista no art. 47; e

¹² A individualização da produção, também chamada de *unitização*, é a operação coordenada de todas ou amplas as partes de um reservatório de petróleo e gás natural pelos proprietários das áreas ou detentores de direitos de exploração, quanto aos blocos situados sobre os reservatórios.

III - mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Parágrafo único. É vedado ao FS, direta ou indiretamente, conceder garantias.

Assim, o FS tem como característica a formação de uma poupança de longo prazo, que poderia beneficiar tanto a geração de brasileiros no presente, ao promover o desenvolvimento por meio da aplicação dos seus rendimentos financeiros nos projetos mencionados, quanto às gerações futuras, ao garantir para elas recursos financeiros, sociais e econômicos.

O FS é formado pela receita obtida com a venda do petróleo e gás natural produzido no regime de partilha de produção que cabe à União, por parcela do valor do bônus de assinatura, pela parcela dos *royalties* que cabem à União e pelos resultados de aplicações financeiras feitas pelo próprio fundo (LUCCHESI, 2011).

Apesar de a Lei nº 12.351/2010 detalhar as características e o arranjo institucional da partilha de produção no Brasil, muitos aspectos técnicos e jurídicos do contrato somente passaram a ser definidos com a publicação dos editais de licitação ou nos contratos para a contratação direta da Petrobras. O contrato do campo de Libra, por exemplo, definiu várias questões não estabelecidas em lei, os quais serviram de referência para os próximos contratos celebrados pelo governo federal (GEE, 2016).

Em 2013, o CNPE, por meio das resoluções nº 5 e 7, aprovou o seguinte conjunto de parâmetros técnicos e econômicos referentes aos contratos da primeira rodada de licitação para sob o regime de partilha de produção: i. percentual mínimo de 40% do excedente em óleo da União, para o preço de US\$ 105/barril; ii. percentuais máximos da produção anual destinados ao pagamento do custo em óleo (50% do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e 30% nos anos seguintes); iii. conteúdo local mínimo de 37% da fase de exploração, 15% para o teste de longa duração, e na fase de produção serão 55% para os módulos implantados até 2021 e 59% para os módulos de produção implantados após 2022; iv. variação do excedente em óleo da União de acordo com o preço do petróleo e da produtividade; e v. bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões, sendo R\$ 50 milhões destinados à PPSA.

Dessa forma, segundo o edital do primeiro leilão, o percentual de excedente em óleo apropriado pela União dependeria da média do preço do petróleo do tipo Brent¹³ e do volume médio da produção diária. Isso quer dizer que o percentual aumenta, quando houver combinação de preço e produtividade acima dos valores de referência, e diminui em caso contrário, variando de acordo com o estabelecido (GEE, 2016).

O consórcio vencedor do Leilão de Libra, constituído pela Petrobras (40%), Total (20%), Shell (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%), foi o único a apresentar proposta. Vale destacar que o leilão envolveu, possivelmente, a melhor área petrolífera oferecida ao mercado naquele ano. Como não houve concorrência, a proposta do excedente em óleo a ser repassado para a União ficou em apenas 41,65% (GEE, 2016). O leilão foi realizado, em 2013, quando o preço do barril de petróleo tipo Brent estava acima dos US\$ 100,00¹⁴.

3.2.4 A Lei nº 12.734/2012 – “Lei dos Royalties”

O texto original da Lei nº 12.351/2010 não estabeleceu a alíquota de *royalties* relativa ao regime de partilha de produção, nem seus critérios de distribuição. Isso ocorreu posteriormente, quando da publicação da Lei Federal nº 12.734, em 20 de novembro de 2012, a qual modificou a Lei nº 9.478/1997 e a Lei nº 12.351/2010, determinando novas regras de distribuição dos *royalties* – 15% sobre o valor da produção – e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo e gás natural entre os entes da Federação, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração de petróleo, no regime de partilha de produção (BRASIL, 2012).

A proposta para distribuição dos *royalties*, quando a produção ocorrer na plataforma continental, ou no mar territorial, ou na Zona Econômica Exclusiva – ZEE foi a seguinte: 22% para os Estados confrontantes¹⁵; 5% para os Municípios confrontantes; 2% para os Municípios

¹³ O petróleo do tipo Brent é o petróleo de referência do mar do Norte para a Europa, transacionado no ICE (Bolsa Intercontinental) em Londres. O ponto de entrega é em Sullom Voe, nas ilhas Shetland, a norte da Escócia. Hoje o Brent é uma combinação de óleos crus provenientes dos campos petrolíferos britânicos de Brent e Forties e dos campos noruegueses de Oseberg e Ekofisk. É conhecido nos mercados por BFOE, iniciais dos respectivos campos. É benchmark para quase 60% do petróleo global.

¹⁴ Em meados de 2014, o preço do petróleo no mercado internacional começou a cair, fato que resultou em menor percentual de óleo excedente para a União. No pior dos cenários, com produção média diária inferior a 4 mil barris e o preço do petróleo Brent abaixo dos US\$ 60,00, ao invés dos 41,65%, a União ficaria com apenas 9,93% do *profit oil*. No melhor cenário, com a produtividade acima dos 24 mil barris/dia e com o preço do barril de petróleo do tipo Brent acima dos US\$ 160,00, a participação do governo subiria para 45,56% do *profit oil*.

¹⁵ Consideram-se confrontantes com poços produtores os Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a linha de limite da plataforma

afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critérios estabelecidos pela ANP; 24,5% destinados ao Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal, de que trata o artigo 159 da Constituição; 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Municípios, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios, de que trata o artigo 159 da Constituição; 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

No regime de partilha de produção, portanto, a alíquota de *royalties*, de 15% da produção, é cinquenta por cento maior do que a mais alta alíquota prevista para o regime de concessão, que é 10%. Além disso, 49% dos *royalties* são destinados a todos os Estados e Municípios do país (LIMA, 2015).

3.3 O cenário nacional que justificou a mudança do marco regulatório de 2010

Ao escrever sobre a descoberta dos recursos do pré-sal, Sauer (2011) destacou que “a cronologia dos fatos e do processo decisório é relevante para avaliar as decisões tomadas”. O autor se referia às decisões que até então o corpo técnico da Petrobras e sua diretoria haviam tomado e que possibilitaram a descoberta de volumes extraordinários de petróleo no pré-sal. De forma similar, é possível destacar a cronologia dos fatos que levaram à mudança do marco regulatório de 2010 a partir das alterações da Lei nº 12.351/2010 e que também levaram às mudanças na política de preços de combustíveis até então praticada pela Petrobras, ocorridas a partir de 2016.

Por 55 votos a favor e 22 contrários, o plenário do Senado Federal aprovou, em 12 de maio de 2016, a abertura do processo de *impeachment* de Dilma Rousseff, afastando-a da Presidência da República por até 180 dias. Michel Temer, até então o vice-presidente, assumiu como presidente em exercício (G1, 2016). Dezenove dias depois, em 1º de junho, Pedro Parente

continental, onde estiverem situados os poços, para os efeitos da indenização calculada sobre o valor do óleo de poço ou de xisto betuminoso e do gás natural extraído da plataforma continental.

assumiu a presidência da estatal brasileira de petróleo dizendo que “acabou a influência política na Petrobras” (MOTA, 2018).

Em 31 de agosto de 2016, por 61 votos favoráveis e 20 contrários, o plenário do Senado Federal aprovou o *impeachment* de Dilma Rousseff e Michel Temer assumiu a presidência do país em definitivo (GARCIA, CALGARO, *et al.*, 2016). Três meses após, em 29 de novembro de 2016, foi sancionada a Lei nº 13.365, que alterou a Lei nº 12.351/2010 “para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador [...] nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção” (BRASIL, 2016).

A Lei Federal nº 12.351/2010, foi a que instituiu o regime de partilha de produção e que deu grande destaque à Petrobras ao lhe conferir o papel de operadora única nos campos do pré-sal, além de instituir o Fundo Social, que teria como objetivo constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas do pré-sal (BRASIL, 2010).

Com a aprovação da Lei nº 13.365/2016, a Petrobras perdeu a condição de operadora única, abrindo oportunidade para que outras empresas, nacionais e estrangeiras, operassem no polígono do pré-sal. O papel de operadora de um campo de petróleo é extremamente importante pois é a operadora quem toma as principais decisões quanto ao ritmo exploratório de cada campo. O principal motivo alegado para a promoção de tal política para o setor de petróleo nacional foi a diminuição da capacidade financeira da Petrobras para arcar com os altos investimentos necessários ao desenvolvimento da produção da nova fronteira exploratória (GONÇALVES, 2017).

Vários foram os parlamentares, porém, que contestaram e refutaram alguns desses argumentos e ainda apresentaram outros pontos ao defender a importância de manter a soberania da Petrobras em explorar o pré-sal¹⁶. A estatal brasileira é reconhecida mundialmente pela sua capacidade tecnológica e por operar em águas ultra profundas com baixos custos, se comparada às suas concorrentes, podendo, inclusive, conseguir o financiamento necessário para custear seus investimentos apresentando como garantia a própria produção do pré-sal (GONÇALVES, 2017).

¹⁶ Argumento do Senador Roberto Requião sobre o PLS 131/2015 encontra-se no Anexo A.

3.4 Lei nº 13.365/2016 – alteração do marco regulatório do pré-sal de 2010¹⁷

Com a antiga Lei nº 12.351/2010 em vigor, a Petrobras era a operadora exclusiva de áreas do pré-sal e as empresas disputavam apenas 70% do campo, já que 30% estavam assegurados à estatal brasileira. Porém, a partir da aprovação da Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, a Petrobras deixou de ser a operadora exclusiva. Agora, à Petrobras é oferecida a preferência para ser operadora do bloco a ser contratado sob o regime de partilha de produção. A empresa tem um prazo de 30 dias para manifestar-se e após manifestação, a Presidência da República terá a decisão final de quais blocos deverão ser operados pela empresa estatal, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%. A Petrobras poderá ainda participar da licitação a ser realizada, inclusive para aumentar sua participação mínima no consórcio e, também, para disputar algum bloco que não tenha manifestado o direito de preferência no prazo estipulado nesta lei (BRASIL, 2016).

3.5 Narrativas a respeito da situação da Petrobras

Durante os últimos anos, principalmente a partir do governo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva, a Petrobras teve um grande avanço tecnológico. A descoberta de petróleo na camada pré-sal, a mais de sete mil metros de profundidade e a cerca de 300 km da costa brasileira, foram possíveis graças a diversos investimentos, sobretudo na capacitação técnica dos funcionários da empresa. A tecnologia de ponta utilizada, além do grande volume de petróleo e gás natural encontrados, chamaram a atenção de todo o mundo.

A opção do governo brasileiro pelo modelo de partilha de produção, mais indicado na presença de grandes reservas e quando o risco exploratório é baixo, se deveu pela garantia da Petrobras ser a operadora única dos campos do pré-sal. Como mencionado, a posição de operadora é estratégica, e poderia impulsionar o desenvolvimento industrial e tecnológico do país a partir do controle do ritmo exploratório.

Escobar (2016) alertou para como a exploração, produção e venda do petróleo brasileiro, assim como a situação da Petrobras, estão sob ameaça de influências externas. O conteúdo de novas leis em discussão¹⁸ e as leis já aprovadas, como a Lei nº 13.365/2016; as investigações da

¹⁷ Para o detalhamento da cronologia da tramitação dos projetos de lei que deram origem à Lei 13.365/2016, consultar o Apêndice B.

¹⁸ Projeto de Lei nº 3.178/2019.

Operação Lava Jato¹⁹; a forte polarização política que dividiu o país, com grande influência da mídia; o processo de *impeachment* de Dilma Rousseffas; as políticas neoliberais promovidas desde o governo Michel Temer, inclusive as voltadas para o setor de petróleo nacional; entre outros, são eventos considerados evidências da atuação norte-americana no Brasil através da chamada “guerra híbrida”, iniciada a partir das descobertas do pré-sal.

O conceito de guerra híbrida, segundo Escobar (2016), surgiu em 2010, derivado do Manual para Guerras Não-Convencionais das Forças Especiais Americanas. Os esforços norte-americanos nesse tipo de guerra seriam voltados a “explorar as vulnerabilidades políticas, militares, econômicas e psicológicas de potências hostis, desenvolvendo e apoiando forças de resistência para atingir os objetivos estratégicos dos Estados Unidos”. As “potências hostis”, neste manual, não são entendidas apenas no sentido militar, qualquer país que ameace os interesses norte-americanos pode ser rotulado como “hostil”.

Anos após o início da operação Lava Jato, profissionais do Direito e de outras áreas, apontam que o saldo final da operação se tornou mais negativo do que positivo (SANTOS, 2019). Em evento realizado pelo Instituto para Reforma das Relações entre Estado e Empresa – IREE intitulado “Impactos da Lava Jato”, em 25 de novembro de 2019, o criminalista Pierpaolo Cruz Bottini destacou que parte dos pontos negativos da operação Lava Jato se deveu à omissão do Supremo Tribunal Federal em coibir os abusos da força-tarefa, da polarização dos tribunais e da “brutal insegurança jurídica” que se instalou no país (IREE, 2019).

No mesmo evento, o especialista em Direito Empresarial Walfrido Jorge Warde Junior, argumentou que o impacto econômico da operação Lava Jato foi desastroso, sobretudo para o setor de infraestrutura, uma vez que as empresas foram destruídas enquanto seus dirigentes não foram punidos severamente. A destruição das grandes empresas levou também à liquidação de muitas outras empresas menores e empregos que orbitavam as grandes empreiteiras (IREE, 2019).

¹⁹ A Operação Lava Jato é um conjunto de investigações em andamento pela Polícia Federal do Brasil, que visa apurar um esquema de lavagem de dinheiro que movimentou bilhões de reais em propinas. A operação teve início em 17 de março de 2014 e conta com mais de 50 fases operacionais. Investiga crimes de corrupção ativa e passiva, gestão fraudulenta, lavagem de dinheiro, organização criminosa, obstrução da justiça, operação fraudulenta de câmbio e recebimento de vantagem indevida. De acordo com as investigações e com as delações premiadas recebidas, estão envolvidos membros administrativos da Petrobras, políticos de vários partidos e empresários de grandes empresas brasileiras.

As revelações a partir das investigações da Operação Lava Jato desencadearam uma série de narrativas a respeito da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil e também em relação à atuação da estatal brasileira do petróleo. Coutinho e Bercovici (2018) comentaram algumas das narrativas criadas, compiladas no Quadro 3.

Quadro 3 - Narrativas a respeito da Petrobras

Narrativa	Comentário
O mito da Petrobras quebrada	Entre 2012 e 2017, a geração de caixa se manteve estável entre 25 e US\$ 27 bilhões por ano e as reservas em caixa, entre 13,5 e US\$ 25 bilhões. A dívida da Petrobras é proporcional às reservas em desenvolvimento do pré-sal e aos investimentos de mais de US\$ 250 bilhões, de 2009 a 2014.
O “prejuízo” pelos subsídios ao consumidor entre 2011 e 2014	O preço de venda dos derivados sempre foi acima dos custos de produção. A Petrobras, como empresa integrada e verticalizada, sempre apresentou lucros operacionais.
Os “maus investimentos” e a corrupção superestimados	Do total da dívida existente no final de 2014 (US\$ 136,04 bilhões), 4,5% corresponde aos investimentos ditos “improdutivos” e 3,6% corresponde aos efeitos da corrupção. Porém, os dois efeitos não podem ser somados porque existem efeitos redundantes pelo impacto da corrupção na “improdutividade” dos ativos.
A incapacidade de investir e de exercer o direito de operação única no pré-sal	O crescimento da produção no pré-sal ocorreu em tempo recorde, em comparação com o Golfo dos EUA, o Mar do Norte e a própria Bacia de Campos. A produção no pré-sal representa mais da metade da produção nacional desde meados de 2017.
A necessidade de privatizar ativos, alienar acumulações de petróleo e ceder direitos no pré-sal, como na cessão onerosa, para reduzir alavancagem no curto prazo	Na verdade, na medida em que vende ativos, a Petrobras reduz sua capacidade de pagamento da dívida no médio prazo e desestrutura sua cadeia produtiva, em prejuízo à geração futura de caixa, além de assumir riscos empresariais desnecessários.
A política de preços que teria beneficiado a estatal desde 2016	A política de preços altos e vinculados à variação do preço do petróleo e do câmbio, inaugurada em 2016, prejudicou tanto a Petrobras, quanto o consumidor brasileiro. O diesel caro da estatal encalhou nas refinarias, assim ela perdeu mercado e receita de vendas com a ocupação de até 30% do mercado brasileiro por derivados importados.
O “monopólio” do refino	Desde a promulgação da Lei nº 9.478/1997, a Petrobras não é mais a executora única do monopólio da União nas atividades de refino no Brasil. Existem outras refinarias operando no País, que podem ampliar sua capacidade, e qualquer outra empresa estatal ou privada pode exercer atividades de refino, de acordo com seu apetite de assumir riscos de investimento, assim como a Petrobras fez, com objetivo de atender ao crescimento do mercado brasileiro de derivados, desde que autorizada pela União.
A Petrobras é uma empresa como outra qualquer	A Petrobras teve sua criação autorizada pela Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, como uma sociedade de economia mista. A criação de uma empresa estatal, como uma sociedade de economia mista ou uma empresa pública, já é um ato de política econômica. Os objetivos das empresas estatais estão fixados por lei, não podendo furtar-se a estes objetivos. Devem cumpri-los, sob pena de desvio de finalidade. Para isto foram criadas e são mantidas pelo Poder Público.

Narrativa	Comentário
A Petrobras pode alienar ativos como uma empresa privada qualquer	As empresas estatais, sejam sociedades de economia mista ou empresas públicas, são entidades integrantes da Administração Pública Indireta, apesar de dotadas de personalidade jurídica de direito privado. Toda e qualquer empresa estatal está submetida a regras especiais decorrentes de sua natureza de integrante da Administração Pública. A alienação de bens e ativos de entes da Administração Pública tem por regra, advinda do próprio texto constitucional de 1988, a exigência de licitação.
A Petrobras deve atender aos interesses dos seus acionistas minoritários	As empresas estatais passaram a atuar nas bolsas de valores, incentivadas pelo governo, especialmente após 1976, com a promulgação da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, que reforma a legislação sobre mercado de capitais e cria a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, e da Lei nº 6.404/1976, a lei das sociedades anônimas. Não por acaso, seus papéis respondem ainda pela maior parte das operações realizadas na bolsa, refletindo a ideia de uma gestão “empresarial” que busca maximizar o lucro na empresa estatal. No entanto, o objetivo essencial das sociedades de economia mista, como a Petrobras, não é a obtenção de lucro, mas a implementação de políticas públicas.

Fonte: Coutinho e Bercovici, 2018.

Para Oliveira e Coutinho (2017), a ideia de que a Petrobras está quebrada e que seu endividamento é muito grande, é uma das principais justificativas do governo para tentar viabilizar a privatização fatiada da empresa. A espetacularização das notícias de corrupção na Petrobras, divulgadas a partir da operação Lava Jato, foram usadas para convencer a opinião pública que a empresa não tem salvação e que a única alternativa é a venda de ativos para o pagamento das dívidas. Apesar disso, pesquisa realizada em dezembro de 2017 apontou que 70% da população brasileira é contrária a privatização da Petrobras e 78% contra a venda de parte da estatal para empresas estrangeiras (DATAFOLHA, 2017).

Ainda segundo Oliveira e Coutinho (2017), para cada US\$ 1.000,00 investidos pela Petrobras, são gerados cerca de US\$ 650,00 em investimentos de outros setores, dada a importância dos investimentos da Petrobras para o país. Porém, todo o processo de investimentos da empresa foi freado subitamente, em 2014, após os problemas de corrupção da Petrobras se tornarem públicos com o surgimento da operação Lava Jato.

A evolução cambial, ocorrida em 2015, quando o dólar passou de R\$ 2,66 (dezembro de 2014) para R\$ 3,95 (dezembro de 2015) fez a dívida da Petrobras, em moeda nacional, saltar de R\$ 351 bilhões para R\$ 492 bilhões. Os veículos de imprensa, ao noticiarem o aumento da dívida fora de contexto, contribuíram para criar o sentimento de que a Petrobras possuía uma dívida impagável. Embora tenha sido vítima de corrupção sempre esteve muito longe do risco de falência (OLIVEIRA e COUTINHO, 2017).

O geólogo Guilherme Estrella, ex-Diretor de Produção e Exploração da Petrobras e líder da equipe que descobriu as reservas de petróleo no pré-sal, em entrevista realizada em dezembro de 2017, acusou o governo de planejar a privatização da Petrobras:

[...] a empresa novamente está se apequenando sob um argumento frágil, que é o argumento da insustentabilidade financeira. A Petrobras é uma empresa que produz dois milhões e meio de barris por dia. O valor só dessa produção de petróleo bruto é de quase 50 bilhões de dólares por ano, nos preços atuais. A empresa tem uma dívida que é grande, é verdade, mas com esses recursos que ela tem em mãos pode sentar à mesa e renegociar essa dívida e não vender seus ativos, ser esquarterada e apequenada, o que dificulta, aliás, o pagamento da dívida. Quando você vende um gasoduto, está vendendo uma renda futura. Trata-se, na verdade, de um plano para privatizar a empresa.

Coutinho e Bercovici (2018) alertaram que a exploração do pré-sal poderia conduzir o país na direção de constituir um sistema econômico nacional, autônomo e com poder de tomar as próprias decisões baseado na expansão do mercado doméstico, vinculando o processo de desenvolvimento com as reformas estruturais. Caso o Brasil perca o controle sobre os recursos do pré-sal, o país correrá o risco de ser apenas um fornecedor de produtos primários para o mundo e dependerá financeira e tecnologicamente de agentes internacionais e estará sempre sujeito às oscilações externas da economia mundial.

Assim, o Brasil chegou a esse cenário de desvalorização da Petrobras. Ao mesmo tempo que o país bate recordes de exportação de óleo cru, com importante participação do petróleo do pré-sal, o Brasil importa cada vez mais derivados prontos, a maior parte produzidos nos EUA, enquanto mantém grande ociosidade do parque de refino, como mostram os dados do capítulo seguinte.

4 O PANORAMA ATUAL DO MERCADO DE DIESEL, GASOLINA E GLP NO BRASIL, E SUAS CONSEQUÊNCIAS

Neste capítulo, será apresentado e analisado o comportamento do mercado brasileiro de derivados de petróleo nos últimos anos. O intervalo de tempo examinado estende-se do ano 2000 ao 2019. Quando disponíveis, foram incluídos nas análises dados do primeiro semestre de 2020 (janeiro a junho). Além de apresentar e discutir os números do mercado de derivados de petróleo de forma geral, a discussão teve como foco os dados do óleo diesel, da gasolina e do GLP.

Esses três combustíveis são os derivados de petróleo mais consumidos no país, de acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2020) e são os derivados que mais impactam a vida dos brasileiros. O óleo diesel é largamente utilizado para o transporte de carga, a gasolina é utilizada por veículos para o transporte individual e pelo setor de serviços (aplicativos de passageiros e de entregas) e o GLP é utilizado para a cocção de alimentos na maioria das residências e restaurantes do país, afetando o custo da alimentação das famílias.

A variação do preço do petróleo no mercado internacional tem impacto direto sobre o valor dos combustíveis e os últimos governos brasileiros lidaram com essa oscilação de formas diferentes. Durante o governo Dilma Rousseff, por exemplo, o governo atuou para conter os preços dos derivados num cenário de ampliação das importações e de aumento do preço internacional do petróleo entre 2012 e 2014. Essa medida afetou negativamente a rentabilidade do setor de refino da Petrobras em troca de amenizar os impactos para os consumidores brasileiros. Em seguida, a Petrobras mudou a forma de reajustar seus preços e passou a considerar, no médio prazo, a tendência do preço internacional de petróleo. A estatal brasileira buscava evitar novas perdas na área de abastecimento e, ao mesmo tempo, não repassar a volatilidade dos preços internacionais ao consumidor doméstico (LEÃO e NOZAKI, 2019).

A partir de 2016, porém, no governo de Michel Temer, com Pedro Parente à frente da Petrobras, uma nova política de preços para os derivados foi adotada, a paridade internacional. A Petrobras, responsável por mais de 98% da capacidade de refino nacional, passou a praticar nas suas refinarias os mesmos preços dos derivados no mercado internacional. A partir de outubro de 2016, os preços começaram a sofrer alterações mais frequentes e, a partir de julho de 2017, passaram a sofrer alterações diárias (DIEESE, 2018).

Quando o preço do petróleo no mercado internacional chegou a patamares elevados e a moeda brasileira se desvalorizou diante ao dólar, essa política de paridade de importação teve como consequência uma “greve dos caminhoneiros”, em maio de 2018 (COUTINHO, 2018). Foram 11 dias de paralisação dos caminhoneiros em protesto contra o aumento do preço do diesel, além de más condições de trabalho. Houve desabastecimento das cidades, paralisação da produção industrial e prejuízos ao agronegócio. A greve encerrou somente após o governo congelar o preço do diesel nas refinarias até o fim daquele ano (TREVIZAN, 2019).

Tal política favoreceu a importação de derivados dos Estados Unidos, uma vez que os preços dos combustíveis nas refinarias da Petrobras estavam mais elevados. Assim, as vendas da estatal brasileira diminuíram, fazendo com que os estoques das refinarias nacionais aumentassem, influenciando negativamente seu fator de utilização, fechando 2018 com apenas 72,7%. Nos últimos anos, o Brasil deixou de ser um exportador de gasolina e passou a ser importador frequente desse combustível, vem apresentando saldos negativos crescentes com a importação de diesel e aumentando a exportação de petróleo cru, enquanto mantém suas refinarias ociosas (GONÇALVES, MERCEDES e SANTI, 2019).

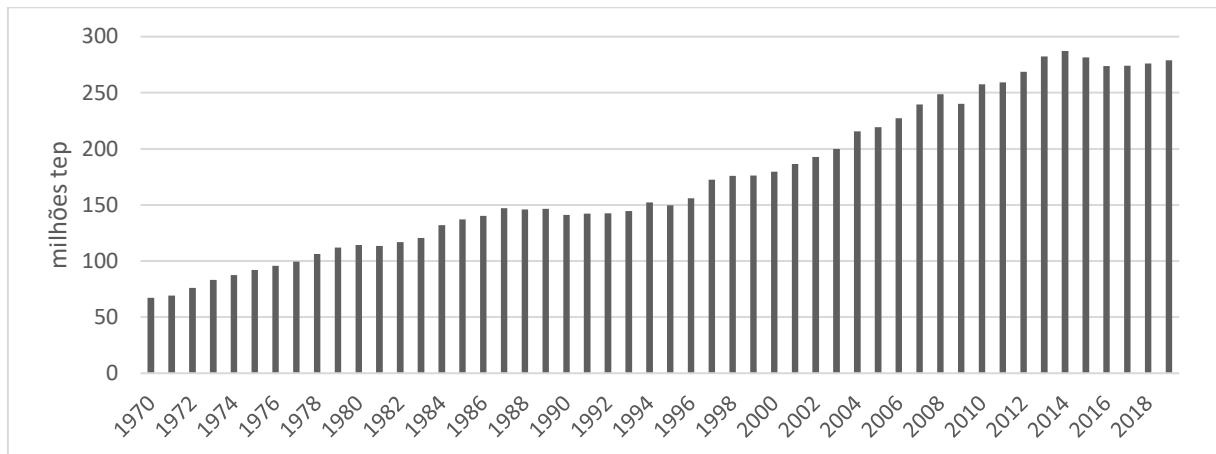
4.1 O mercado de derivados de petróleo no Brasil e a formação do parque de refino

Nesta seção, serão tratados os dados agregados a respeito do mercado brasileiro de derivados de petróleo. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE disponibiliza esses dados desde 1970. Assim, essa longa série histórica será usada para explicar e ilustrar a formação desse mercado no Brasil.

Como visto nas seções 1.1 Matriz energética mundial

e 1.2 Matriz energética brasileira, o consumo mundial e brasileiro de energia, seguem tendência de crescimento nos últimos anos. O consumo nacional total de energia passou dos 67 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – tep, no início dos anos 1970, para aproximadamente 279 milhões de tep em 2019, cerca de 4,16 vezes o consumo de 1970 (Gráfico 8).

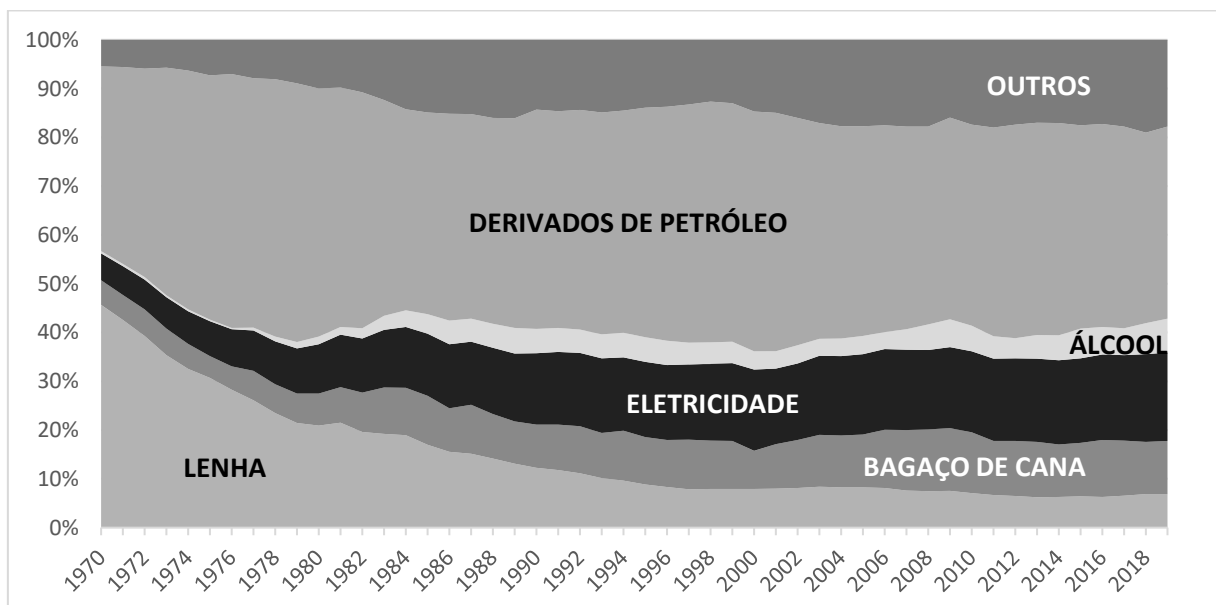
Gráfico 8 - Consumo total de energia no Brasil, 1970-2019



Fonte: EPE, 2020.

Desde então, a composição desse consumo energético no Brasil passou por uma mudança importante. A lenha teve sua participação diminuída ao longo das últimas cinco décadas enquanto a eletricidade, o bagaço de cana e o álcool ganharam participação na matriz energética. Os derivados de petróleo, por sua vez, sempre foram responsáveis por uma grande participação na matriz energética brasileira. Em 1970, respondiam por 37,9% do consumo final de energia e, em 2019, 39,4%, com pico de 53,1% em 1979 (Gráfico 9).

Gráfico 9 - Consumo final por fonte, 1970-2019



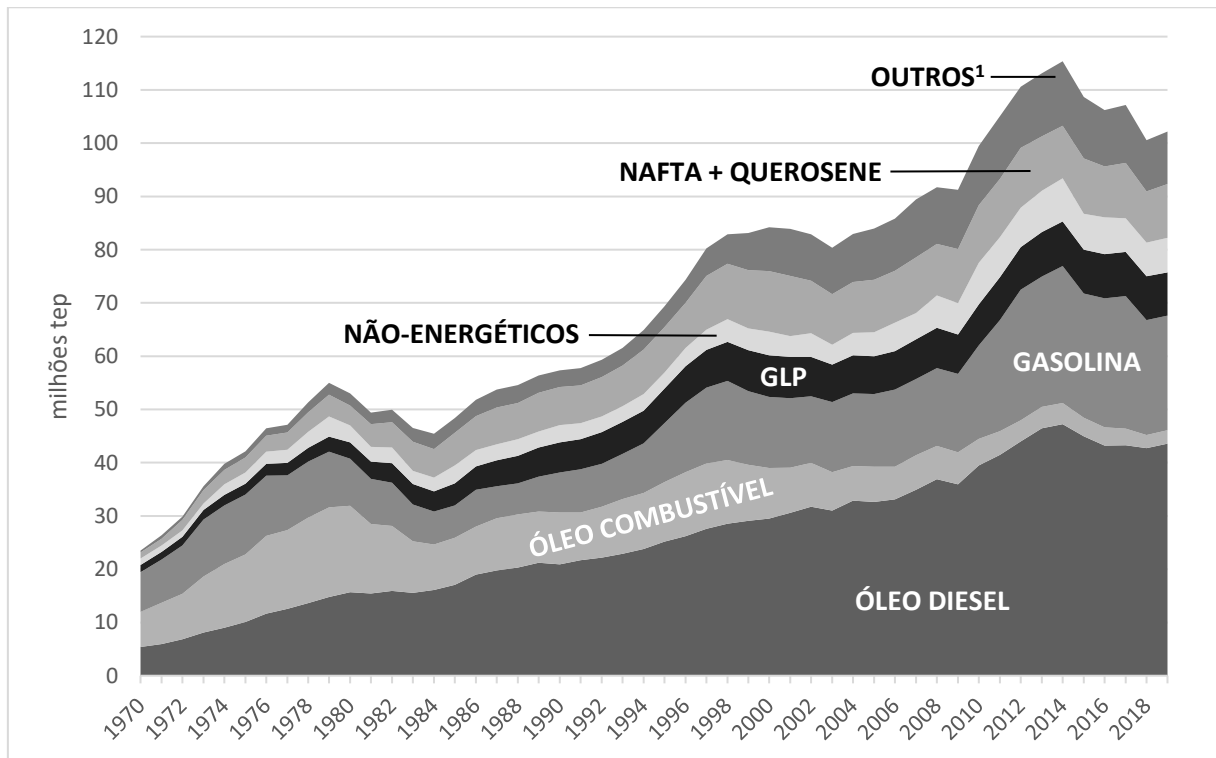
Fonte: EPE, 2020.

O consumo de lenha, cada vez menor, desde 1970, tem relação com uma importante transformação ocorrida na sociedade brasileira no século XX, o processo de urbanização. A lenha perdeu espaço na matriz energética à medida que o Brasil deixou de ser um país rural

para ser um país de população predominantemente urbana. Em 1940, por exemplo, apenas 31,2% da população vivia nas cidades, passando para 67,6% em 1980. Entre 1960 e 1970, a velocidade dessa mudança foi mais acelerada e o país foi incluído na faixa de nações urbanas (LIMA, 2006).

Em relação aos derivados de petróleo, a tendência de crescimento foi similar ao consumo energético total. Desde 1970, o consumo final foi multiplicado por 4,25 vezes, saindo de aproximadamente 24 milhões de tep para cerca de 102 milhões de tep, ao fim de 2019. A diferença, porém, está no comportamento da curva, com picos e vales mais acentuados ao longo da série histórica (Gráfico 10).

Gráfico 10 - Consumo final de derivados de petróleo no Brasil, 1970-2019



Fonte: EPE, 2020.

¹Inclui gás canalizado, gás de refinaria, coque de petróleo e outros energéticos de petróleo.

Szklo *et al.* (2012) explicam que o Brasil começou a aumentar seu consumo de derivados de petróleo nos anos seguintes ao término da 2ª Guerra Mundial. Até então, o país era dependente da importação de derivados para atender a demanda interna, o que incentivou a expansão do seu parque de refino. O baixo volume de petróleo encontrado em território brasileiro, no entanto, fez com que as refinarias fossem planejadas para processar petróleo leve importado, sobretudo do Oriente Médio. Assim, a Petrobras, que havia sido fundada recentemente,

começou a montar seu parque de refino e passou a importar petróleo cru para ser processado internamente, ao invés de importar o derivado pronto. A capacidade de refino do Brasil, liderada pela Petrobras, começou a crescer de modo a acompanhar e, em alguns anos, até ultrapassar o consumo interno de derivados de petróleo (Figura 3).

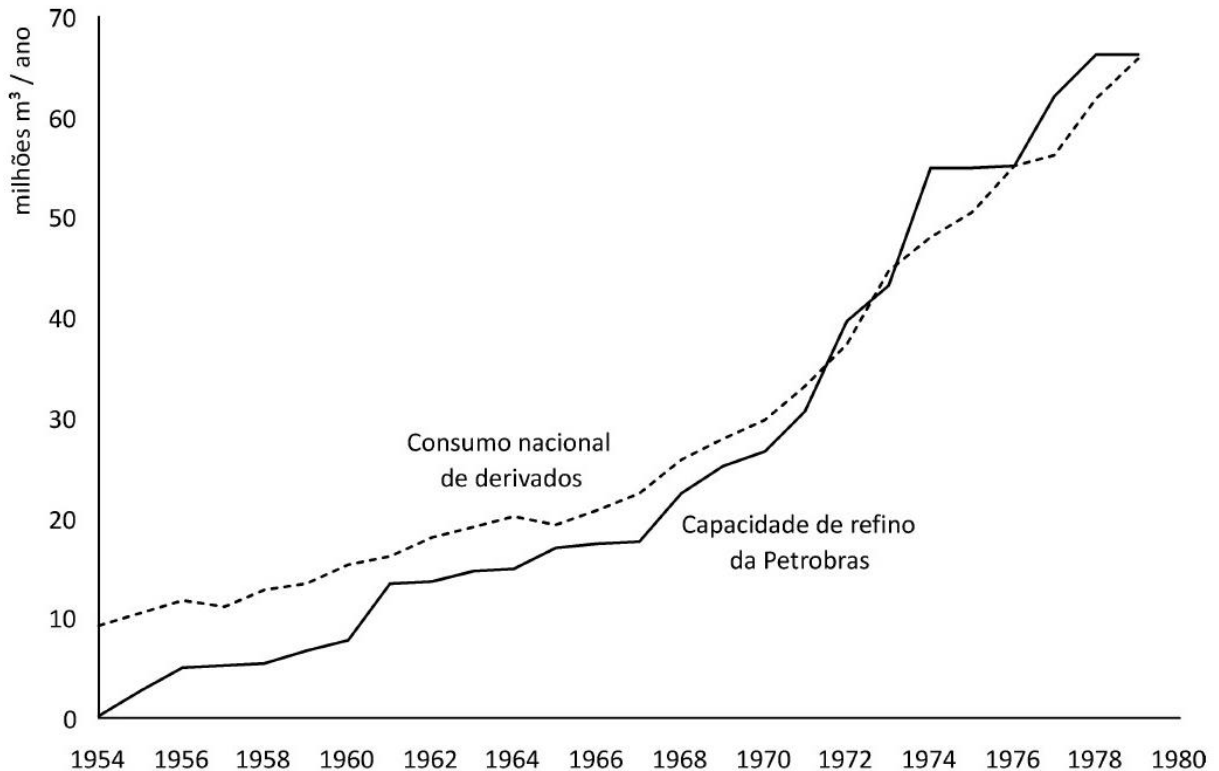


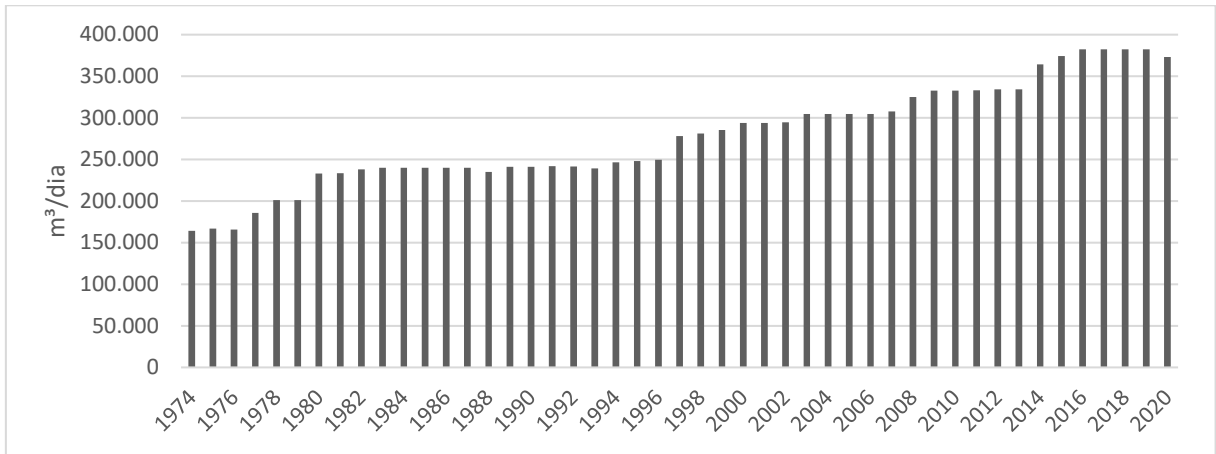
Figura 3 - Evolução do consumo nacional de derivados de petróleo e da capacidade de refino da Petrobras, 1954-1980

Fonte: Zeitel, 1981 *apud* Szklo, Uller e Bonfá, 2012.

Além do volume processado, o perfil dos combustíveis produzidos também passou por mudanças, como explica Moraes (2013). Até meados da década de 1960, o óleo combustível tinha grande relevância no perfil de consumo de combustíveis brasileiro. A partir de então, com a expansão da indústria automobilística e da malha rodoviária nacional, a gasolina passou a ter maior destaque. As duas crises do petróleo na década de 1970, porém, fizeram aumentar a demanda por óleo diesel, mais barato que a gasolina (Gráfico 10).

Esses eventos, juntamente com as descobertas na Bacia de Campos, viabilizaram a Petrobras a aproveitar os petróleos nacionais, em sua maioria intermediários e pesados, para atender a demanda interna por derivados leves e médios. Novas refinarias entraram em operação, além de adaptações e ampliações que aumentaram a capacidade nominal de refino brasileiro (Gráfico 11).

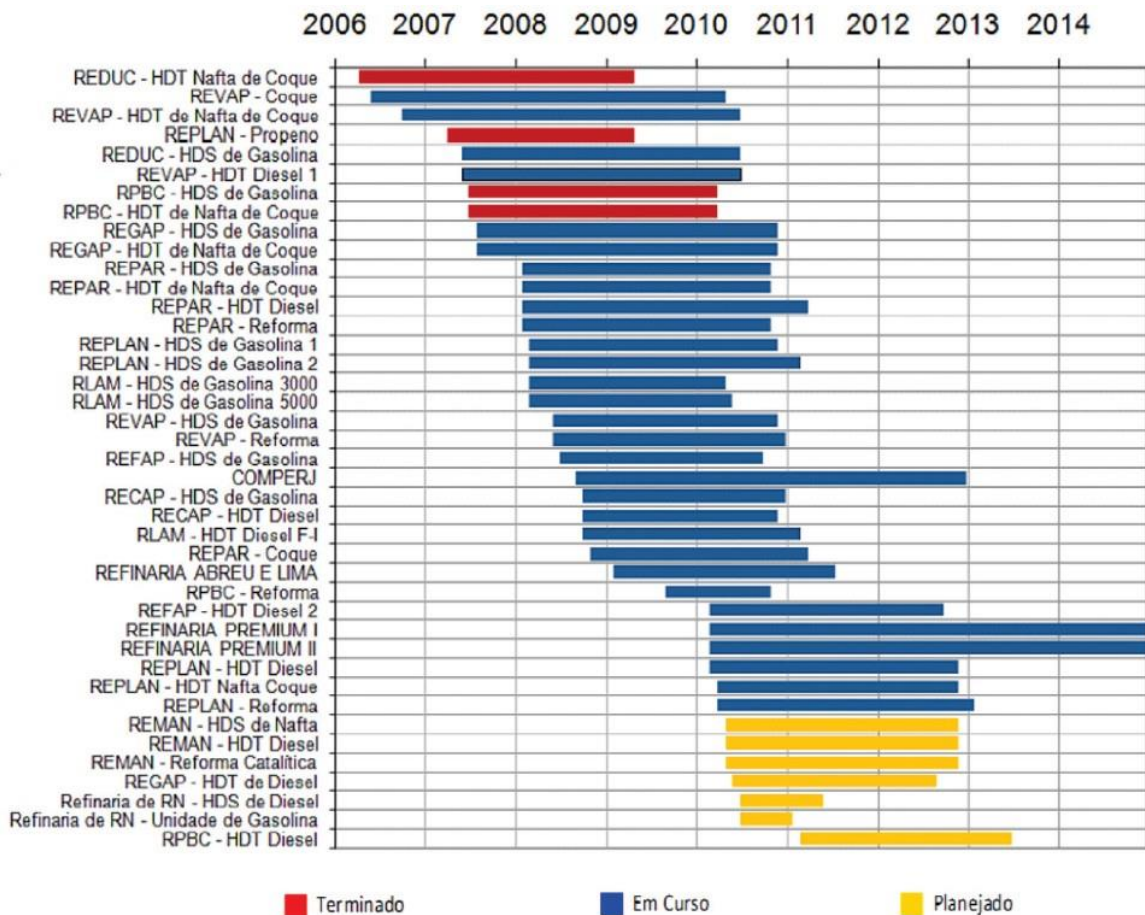
Gráfico 11 - Capacidade instalada de refino, 1974-2020



Fonte: EPE, 2020.

Dessa forma, o parque de refino brasileiro foi formado atendendo às mudanças da demanda interna por combustíveis. As refinarias passaram, e ainda passam, por expansões e adaptações para atender essa demanda, além de adequar às exigências ambientais e de mercado (Quadro 4).

Quadro 4 - Reformas e modernização das refinarias da Petrobras, 2006-2014



Fonte: Ritterhaussen, 2010 *apud* Morais, 2013.

Ao final de agosto de 2020, o Parque de Refino Nacional – PRN era formado por 17 refinarias de petróleo, com capacidade nominal de processar cerca de 2,4 milhões de barris por dia. Destas, 13 pertencem à Petrobras (98,6% da capacidade de refino) e outras 4 refinarias são privadas – Riograndense, Manguinhos, Univen e Dax Oil – além de uma unidade de industrialização de xisto (Tabela 4 e Figura 4).

Tabela 4 - Capacidade brasileira de refino, em 31 de agosto de 2020

Refinaria (UF)	Início de operação	Capacidade Nominal (barris/dia)
Replan - Refinaria de Paulínia (SP)	1972	433.996
Rlam - Refinaria Landulpho Alves (BA)	1950	377.388
Revap - Refinaria Henrique Lage (SP)	1980	251.592
Reduc - Refinaria Duque de Caxias (RJ)	1961	251.592
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas (PR)	1977	213.854
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini S.A. (RS)	1968	220.143
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes (SP)	1955	179.184
Regap - Refinaria Gabriel Passos (MG)	1968	166.051
Recap - Refinaria de Capuava (SP)	1954	62.898
Reman - Refinaria Isaac Sabbá (AM)	1956	45.916
RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camarão ¹ (RN)	2000	44.658
Rnest - Refinaria Abreu e Lima ² (PE)	2014	100.008
FASF - Refinaria Landulpho Alves Fábrica de Asfalto ³ (BA)	1950	3.774
Riograndense - Refinaria de Petróleo Riograndense S.A. (RS)	1937	17.014
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A. (RJ)	1954	10.001
Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda. (SP)	2007	5.158
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (CE)	1966	10.378
Dax Oil - Dax Oil Refino S.A. (BA)	2008	2.095
Six ⁴ (PR)	2007	-
TOTAL		2.395.697

Fonte: adaptado de ANP, 2020.

¹Os dados da RPCC encontram-se sob análise, nesta tabela foi utilizada a capacidade de refino ao final de 2019.

²Autorizada a processar 100 mil barris/dia, conforme exigência da Renovação da Licença de Operação, emitida pela Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco. ³Fábrica de asfalto da Refinaria Landulpho Alves (Rlam). ⁴A capacidade de processamento é de 7.800 t/dia de xisto bruto.

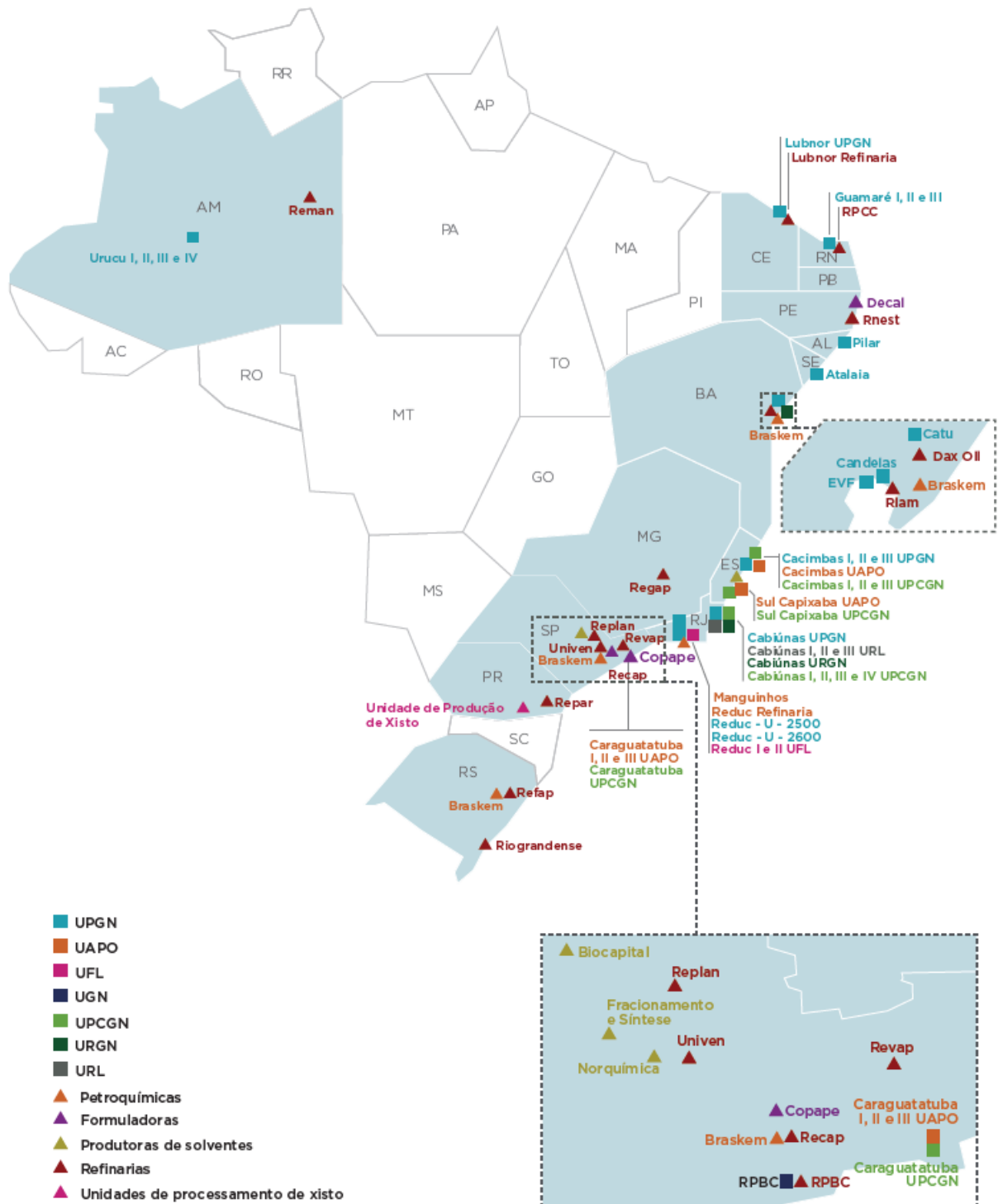


Figura 4 - Unidades de refino e processamento, 2019

Fonte: ANP, 2020.

4.2 O mercado de diesel, gasolina e GLP no Brasil

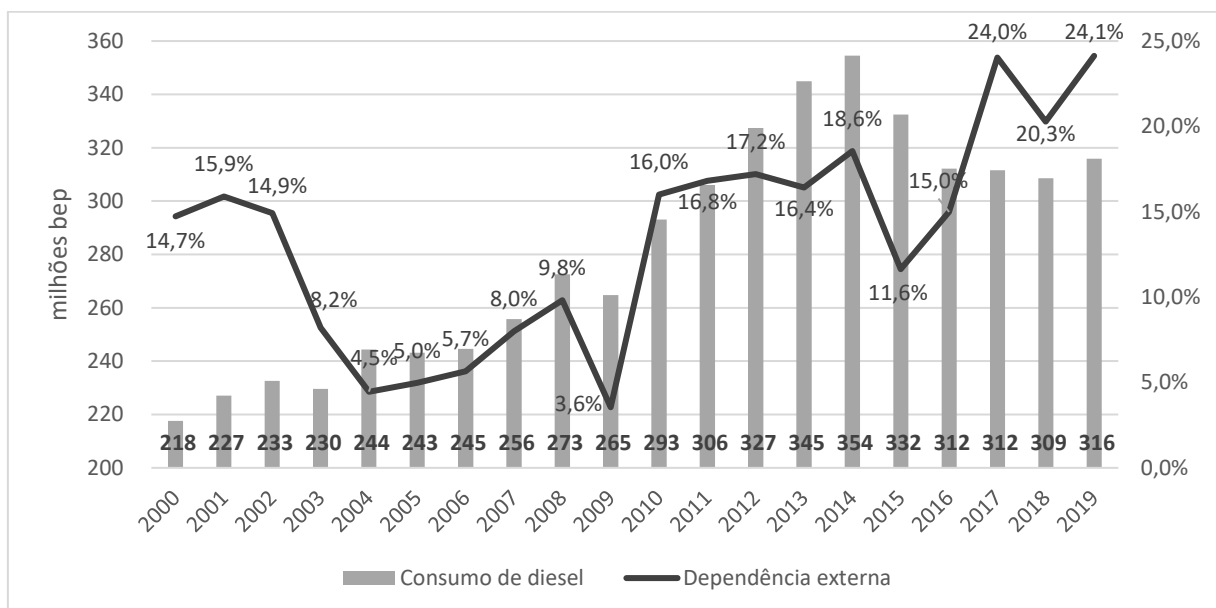
Nesta seção, será abordado mais especificamente o comportamento do mercado dos três combustíveis derivados de petróleo mais consumidos no Brasil – óleo diesel, gasolina e GLP.

Vale ressaltar que, apesar de apresentar uma série histórica a partir de 2000, o foco da análise será a partir de 2016, quando ocorreram as mudanças no marco regulatório do pré-sal e quando o governo brasileiro, através da Petrobras, redefiniu sua política de preços de derivados de petróleo.

4.2.1 Óleo diesel

O consumo de óleo diesel no Brasil, país continental com a economia fortemente dependente do modal rodoviário, apresentou tendência de crescimento²⁰ desde o início do milênio até o ano de 2014. Neste ano, foram consumidos 354 milhões de bep deste combustível. A partir de então, o consumo começou a diminuir em virtude da crise política e econômica brasileira que culminou no *impeachment* da ex-presidente Dilma Rousseff em 2016. Em 2019, o Brasil consumiu 316 milhões de bep de óleo diesel, crescimento de 2,2% comparado ao ano anterior (Gráfico 12).

Gráfico 12 - Consumo brasileiro de óleo diesel *versus* a dependência externa de óleo diesel, 2000-2019



Fonte: elaboração própria a partir de EPE, vários anos.

Apesar da autossuficiência na produção de petróleo, declarada em 2006, o Brasil não é autossuficiente na produção de derivados de petróleo. Isso quer dizer que, mesmo que produza

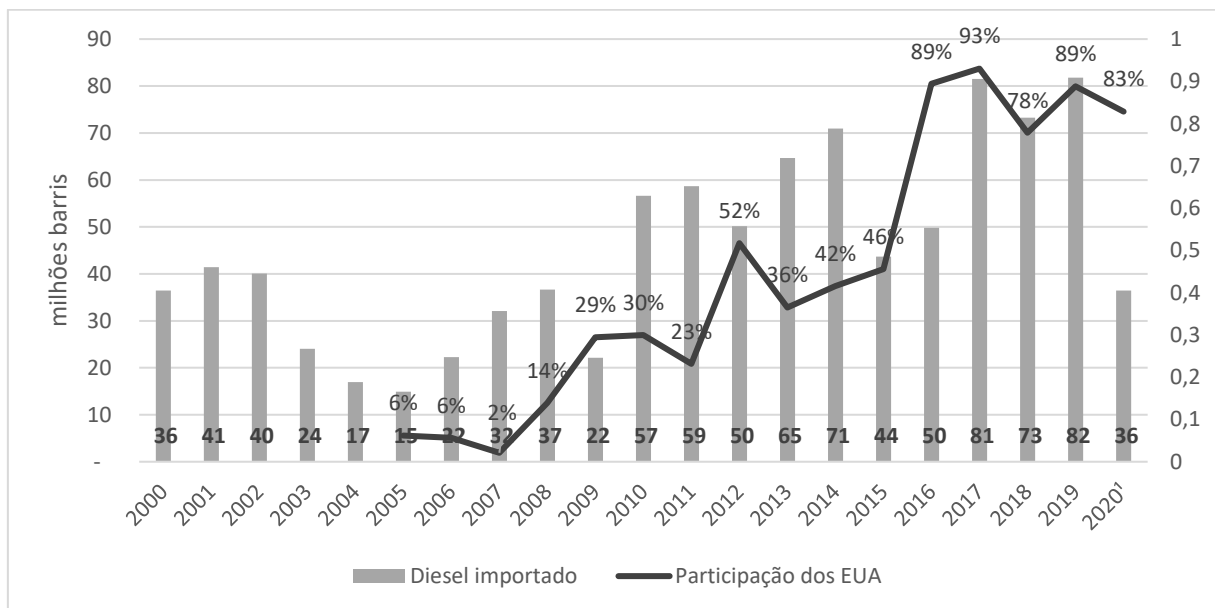
²⁰ Nesse período, o consumo de diesel apresentou decréscimo em apenas três anos, sendo o mais significativo entre 2008 e 2009 devido à crise econômica mundial de 2008.

mais petróleo do que o consumido, ainda é preciso importar parte dos derivados. Em 2019, por exemplo, quase um quarto de todo o óleo diesel consumido no país, foi importado.

A partir de 2003, no entanto, é possível observar uma redução na dependência por diesel importado. Em 2004, apenas 4,5% de todo o óleo diesel consumido no Brasil, veio de fora do país. A porcentagem de diesel importado voltou a crescer até 2008, despencou em 2009, como efeito da crise econômica global, e disparou em 2010.

Em 2009, uma nova especificação da ANP²¹ a respeito dos níveis de enxofre no óleo diesel entrou em vigor. Segundo Borba *et al.* (2017), as refinarias nacionais não estavam totalmente preparadas para essa nova exigência técnica. Em razão da nova exigência técnica e do aumento expressivo no consumo de óleo diesel, houve um incremento significativo do volume importado em 2010, se comparado a 2009 (Gráfico 13).

Gráfico 13 - Diesel importado pelo Brasil *versus* participação dos EUA nas importações, 2000-2020



Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos e EIA, 2020.

¹ Dados de 2020 até o mês de junho.

Ao verificar a origem do óleo diesel importado pelo Brasil, chama atenção a participação dos EUA. Apesar de apresentar tendência de crescimento a partir de 2008, a presença de óleo diesel norte-americano no mercado brasileiro saltou de aproximadamente 19,9 milhões de barris em 2015, para 44,5 milhões de barris em 2016 e chegou a um pico de 75,8 milhões de barris em

²¹ Resolução ANP nº 42, de 16 de dezembro de 2009.

2017. Neste ano, 93% de todo o volume de diesel importado veio dos EUA. No primeiro semestre de 2020, 83% das importações de diesel tiveram como origem o país norte-americano.

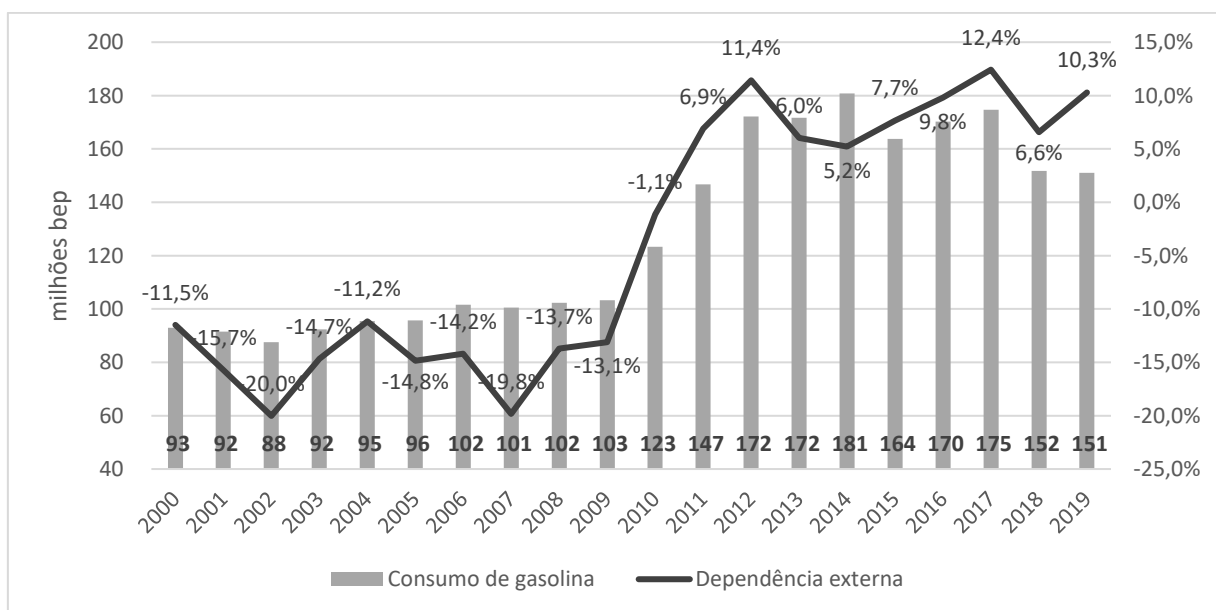
Ainda ao analisar o Gráfico 12 e o Gráfico 13 em conjunto, observa-se que a diminuição do volume de diesel importado entre 2002 e 2005 coincide, também, com a diminuição da dependência externa deste combustível. Isso quer dizer que o PRN foi capaz de aumentar a produção de óleo diesel para atender o aumento da demanda interna nesse período.

Como ressaltado, 2014 foi o ano que o Brasil mais consumiu óleo diesel. A partir de então, o consumo começou a diminuir, até 2018. As importações, por outro lado, aumentaram a partir de 2015, saindo de 44 milhões de barris para 82 milhões de barris, em 2019. Nesse período, a dependência externa desse combustível saltou de 11,6% em 2015, para 24,1% em 2019.

4.2.2 Gasolina

O mercado brasileiro de gasolina passou por uma mudança importante na última década. O consumo deste combustível cresceu em um ritmo lento até 2009, quando encerrou o ano com cerca de 103 milhões de bep consumidos. A partir de 2010, no entanto, o consumo cresceu em um ritmo mais acelerado, chegando em 2019 com um consumo de aproximadamente 151 milhões de bep, com pico de 181 milhões em 2014 (Gráfico 14).

Gráfico 14 - Consumo brasileiro de gasolina *versus* a dependência externa de gasolina, 2000-2019

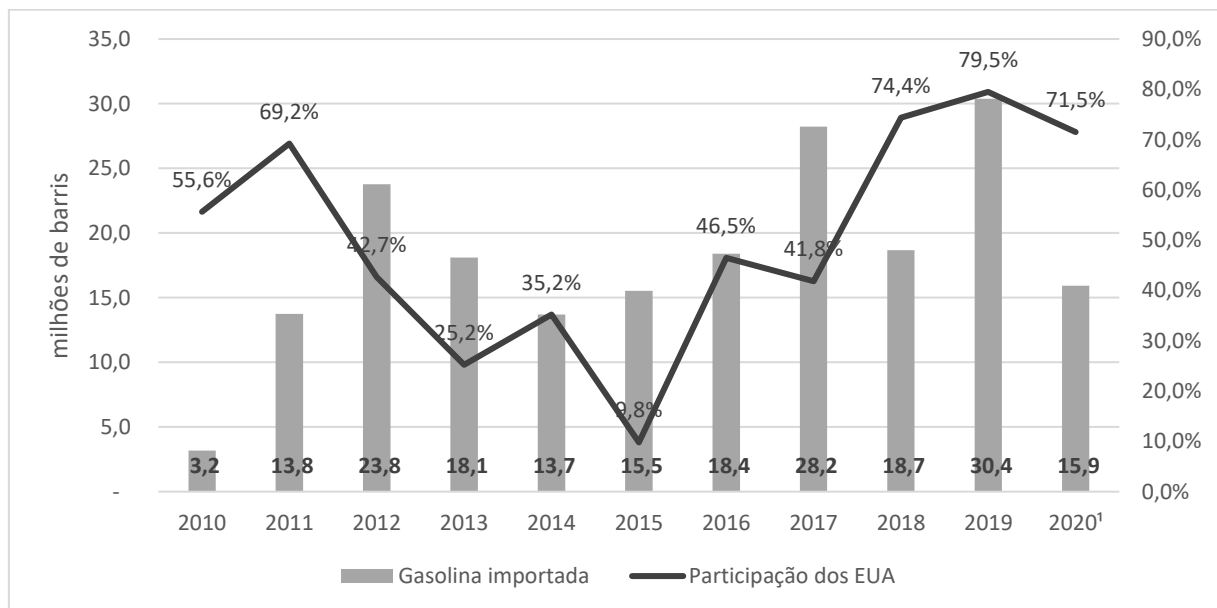


Fonte: EPE, vários anos.

O Gráfico 14 também apresenta a evolução da dependência externa de gasolina. Até 2010, o PRN, além de atender à demanda interna, produzia excedente e o país exportava gasolina. A partir de então, com o aumento do consumo, foi necessário importar importantes quantidades de gasolina para atender a demanda. Em 2019, por exemplo, 10,3% de toda a gasolina consumida no país foi importada.

À exemplo do óleo diesel, ao analisar a origem da gasolina importada pelo Brasil, nota-se uma forte presença norte-americana, em especial a partir de 2018. Em 2010, a dependência externa de gasolina foi negativa (o país exportou mais do que importou), no entanto 3,2 milhões de barris deste combustível foram importados. O volume de gasolina importada tem variado deste então e a participação da gasolina dos EUA no mercado brasileiro diminuiu, chegando a 9,8% em 2015. Porém, a partir de 2016, a participação da gasolina norte-americana voltou a crescer, chegando a 79,5% em 2019 e encerrou o primeiro semestre de 2020 com 71,5% (Gráfico 15).

Gráfico 15 - Importação de gasolina pelo Brasil *versus* a participação dos EUA nas importações, 2010-2020

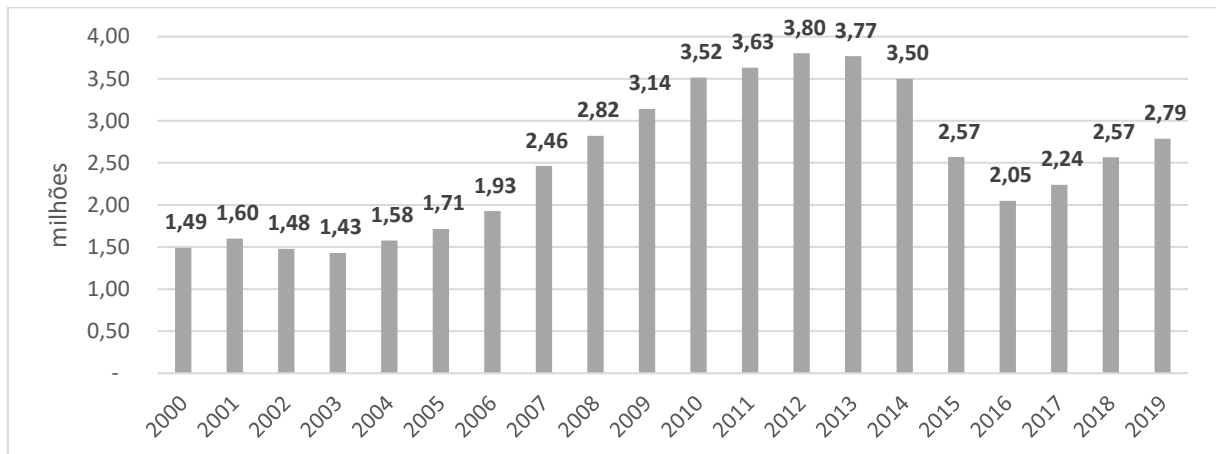


Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos e EIA, 2020.

¹ Dados de 2020 até o mês de junho.

Essa importante mudança no consumo de gasolina no Brasil, ocorrida a partir de 2010, associada ao crescimento do consumo de diesel desde 2000 (Gráfico 12), pode estar relacionada ao aumento da frota de veículos nas estradas e nas cidades. O número de veículos licenciados por ano cresceu a um ritmo quase constante de 2003 (1,43 milhão) a 2012 (3,8 milhões). Esse número começou a diminuir até 2016 (2,05 milhões) e voltou a aumentar até 2019, quando encerrou o ano com 2,79 milhões de veículos licenciados (Gráfico 16).

Gráfico 16 - Licenciamento de veículos no Brasil, 2000-2019



Fonte: ANFAVEA, 2020.

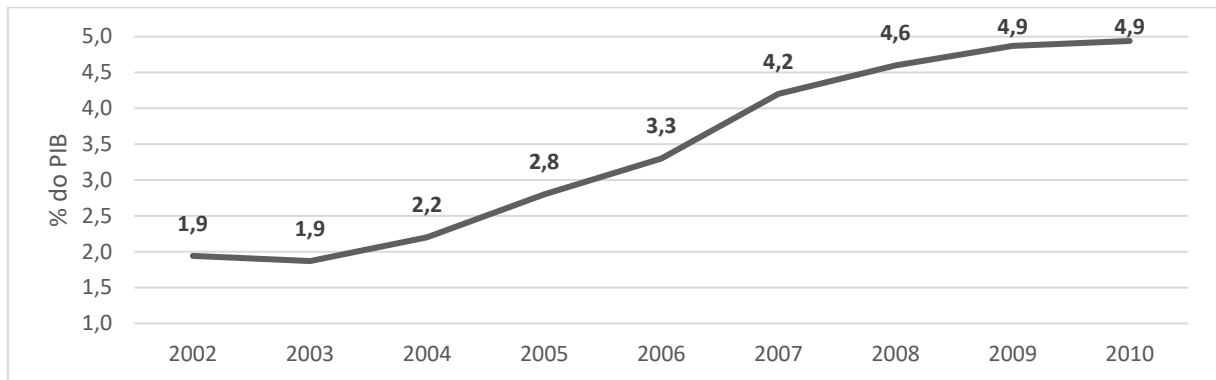
Por sua vez, o aumento da frota de veículos, está relacionado ao crescimento da disponibilidade de crédito ocorrida a partir do governo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva. Mora (2015) resume como ocorreu esse processo:

[...] a expansão do crédito deveu-se a uma série de fatores, tanto de ordem institucional quanto associados a questões conjunturais. Em um primeiro momento, estes fatores afetaram a oferta de crédito pelos bancos e criaram as condições necessárias para que o sistema financeiro respondesse à crescente demanda por crédito. Em um segundo momento, os bancos públicos sustentaram o processo de expansão do crédito em curso e participaram ativamente do esforço federal para debelar os efeitos do agravamento à crise econômica internacional sobre a economia brasileira.

Segundo Mora (2015), a introdução do crédito consignado²², em 2003, permitiu taxas menores do que as praticadas anteriormente e prazos maiores para as operações de crédito destinadas às pessoas físicas. Consequentemente, houve uma redução expressiva do valor das prestações. Assim, o tomador de crédito pôde comprometer menor fatia da sua renda mensal. Além disso, o aumento da renda e do emprego no período, contribuiu para elevar a demanda por crédito. Os financiamentos de veículos, uma das operações de crédito destinadas às pessoas físicas, com taxas menores e prazos maiores, tornou-se mais atraente (Gráfico 17), e resultou no crescimento das vendas e do licenciamento de veículos no país.

²² Lei nº 10.820/2003.

Gráfico 17 - Evolução do crédito para financiamento de veículos, 2002-2010

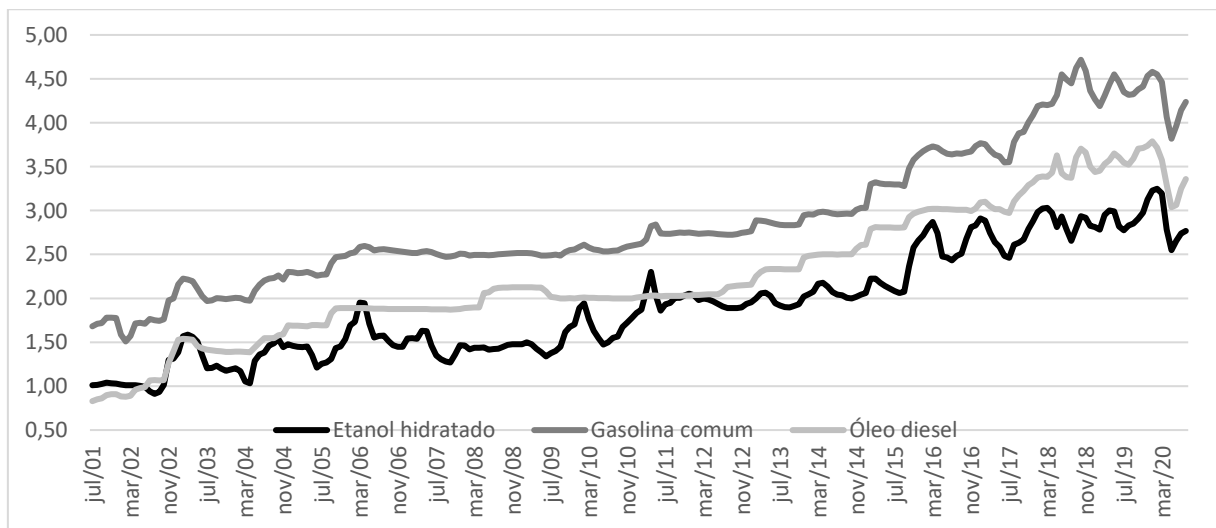


Fonte: adaptado de IPEA, 2014.

No entanto, somente o aumento do acesso ao crédito e do financiamento de veículos não explica o crescimento abrupto ocorrido no consumo de gasolina a partir de 2010. O crescimento do licenciamento de veículos, como mencionado, cresceu em um ritmo quase constante entre 2003 e 2012.

Para ajudar a explicar o aumento súbito entre um ano e outro, deve-se observar também o comportamento do preço da gasolina e do etanol hidratado, produtos substitutos para os carros bicompostíveis (*flex fuel*). Entre 2009 e 2010, o preço do etanol começou a subir, se aproximando do preço da gasolina. Os motoristas, então, puderam escolher abastecer com gasolina, ao invés de usar o etanol. Apesar da queda ocorrida ainda em 2010, o etanol voltou a subir o preço em 2011, novamente se aproximando do preço da gasolina, mantendo o consumo deste combustível elevado (Gráfico 18).

Gráfico 18 - Evolução dos preços médios de revenda do etanol hidratado, da gasolina comum e do óleo diesel, julho de 2001-agosto de 2020

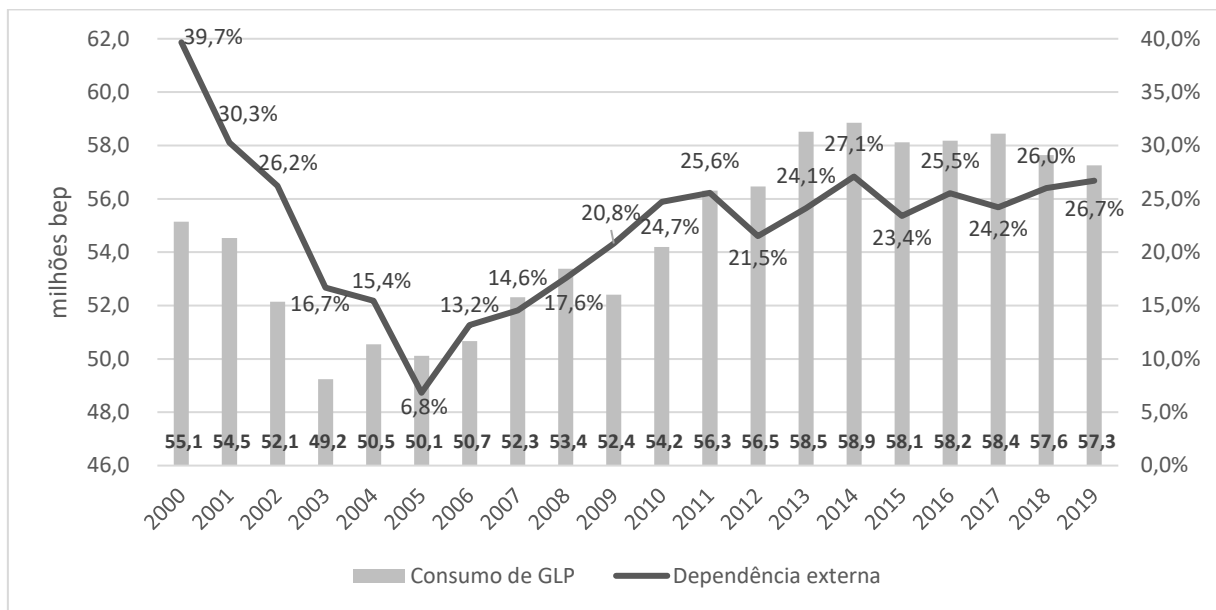


Fonte: ANP, 2020.

4.2.3 Gás Liquefeito de Petróleo – GLP

O consumo de GLP no Brasil, iniciou o milênio em queda, até 2003. Posteriormente, apresentou tendência de crescimento até 2014 e registrou 58,9 milhões de bep de GLP consumidos. Em 2019, o país consumiu 57,3 milhões de bep e apresentou queda pelo segundo ano consecutivo (Gráfico 19).

Gráfico 19 - Consumo brasileiro de GLP *versus* a dependência externa de GLP, 2000-2019

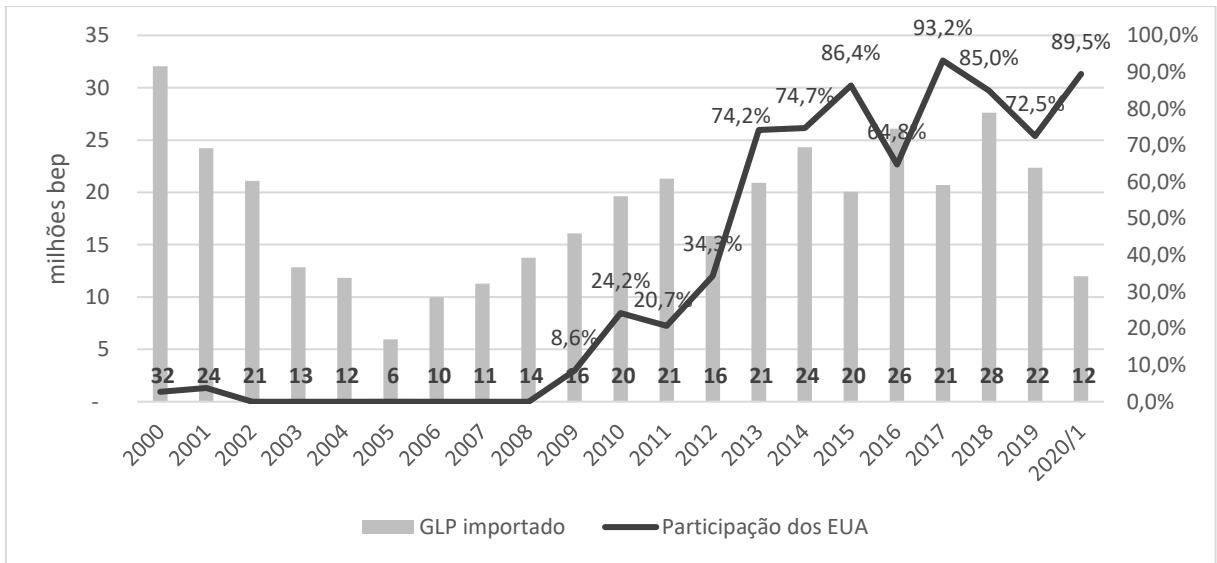


Fonte: EPE, vários anos.

Além do consumo, o Gráfico 19 também apresenta a dependência externa do Brasil de GLP. Em 2005, ano em que o PRN mais produziu GLP (38,3 milhões de bep), foi também o ano em que o Brasil menos dependeu do GLP importado (6,8%). Após esse ano, a dependência externa voltou a crescer, até 2011 e permaneceu nesse patamar em que, aproximadamente, $\frac{1}{4}$ do consumo interno era atendido por importações. Em 2019, 26,7% de todo o GLP consumido no Brasil veio de fora do país.

Mais uma vez, analisando o volume e a origem do GLP importado, nota-se uma grande participação dos EUA. Até 2008, essas importações eram insignificantes, mas, deste então, vêm crescendo. Entre 2012 e 2013, a participação norte-americana nas importações brasileiras de GLP, saltou de 34,3% para 74,2% e vem mantendo participação elevada, com pico de 93,2%, em 2017. Em 2020, até o mês de junho, 89,5% de todo o GLP importado veio dos EUA (Gráfico 20).

Gráfico 20 - Importação de GLP pelo Brasil *versus* a participação dos EUA nas importações, 2000-2020/1



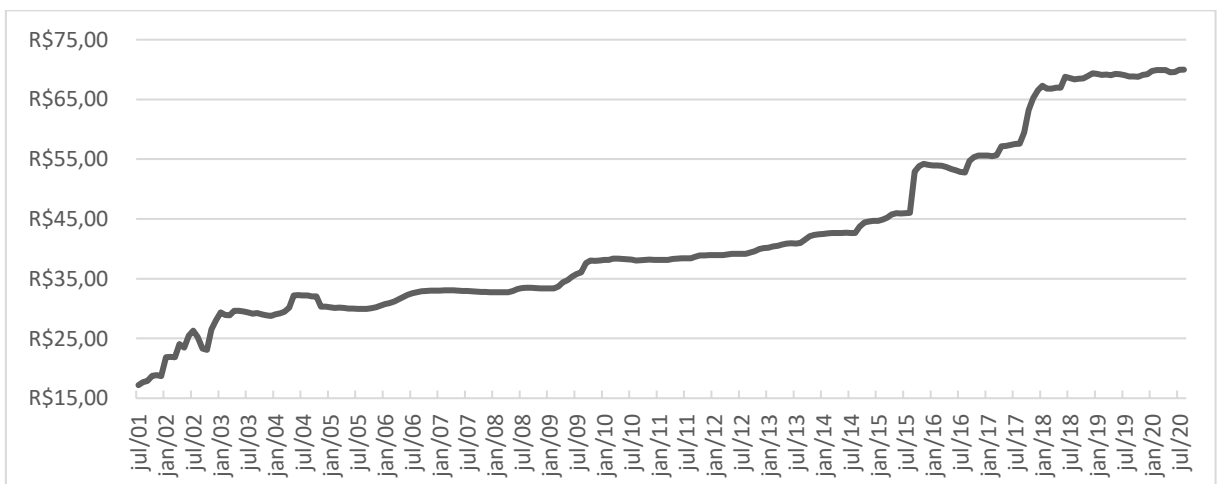
Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos e EIA, 2020.

¹ Dados de 2020 até o mês de junho.

Historicamente, o consumo de GLP no Brasil está concentrado no setor residencial. Em 2019, 80% do consumo se deu nesse setor, além de 12% no setor industrial, 5% no comércio e 3% no setor público (EPE, 2020). No setor residencial, o GLP é utilizado no preparo de alimentos.

Porém, além de GLP, o brasileiro também utiliza a lenha (principalmente em localidades do interior do país) para o preparo de alimentos, como destacado. Segundo Gioda *et al.* (2019), o uso da lenha está associado a questões culturais e socioeconômicas. Para a população mais pobre, o preço do GLP, que tem aumentado significativamente desde 2015 (Gráfico 21), é fator determinante para sua substituição pela lenha.

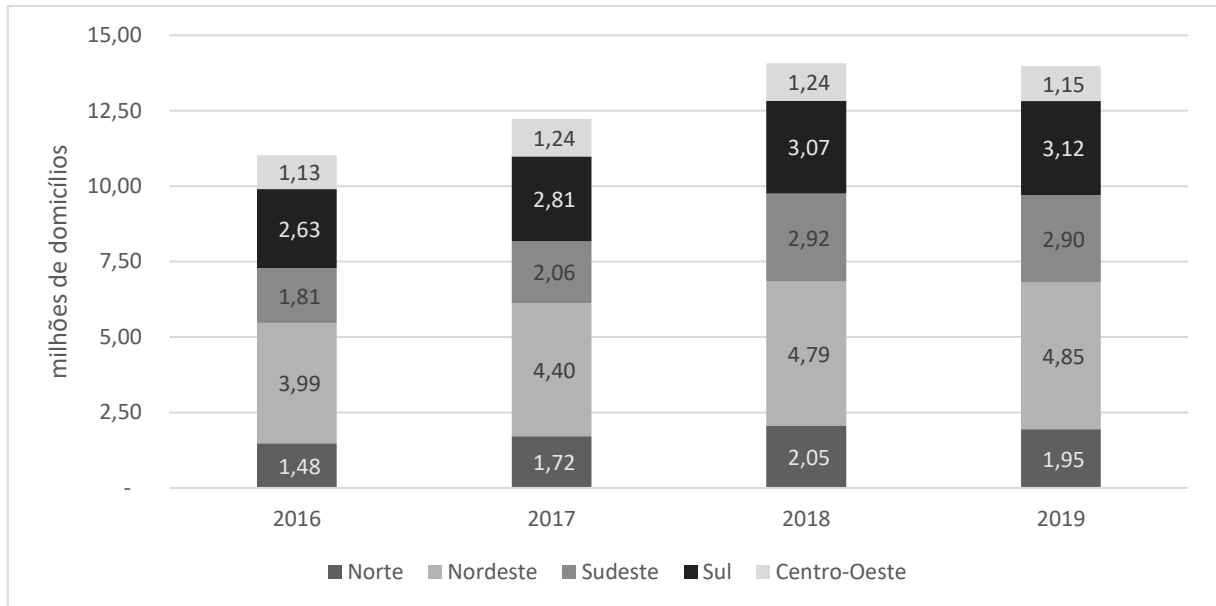
Gráfico 21 - Preço médio de revenda do botijão 13kg de GLP no Brasil, julho de 2001-agosto de 2020



Fonte: ANP, 2020.

Em 2016, 11 milhões de domicílios utilizaram lenha ou carvão vegetal para cozinhar durante o ano, 16% do total de domicílios. Em 2017, esse número aumentou para 12,2 milhões. Em 2018, voltou a subir para 14 milhões e encerrou 2019 com pouco menos de 14 milhões, cerca de 19,3% dos domicílios (Gráfico 22).

Gráfico 22 - Domicílios que utilizaram lenha ou carvão vegetal como combustível para o preparo de alimentos, por região brasileira, 2016-2019

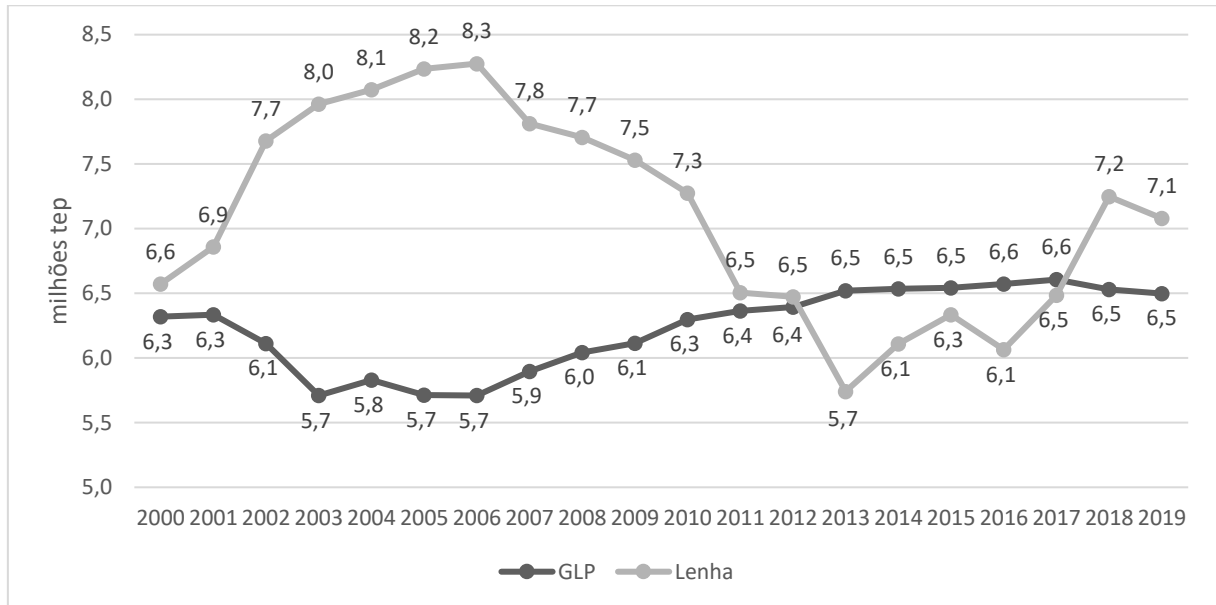


Fonte: elaboração própria a partir de IBGE, 2019.

A POF 2017-2018 (IBGE, 2019) revelou que as regiões Nordeste e Norte tem o menor rendimento médio do Brasil (R\$ 3.557,98 e R\$ 3.647,70, respectivamente). Como o preço do GLP é determinante para a escolha de utilizar lenha ou carvão vegetal para cozinhar, essas regiões são as mais afetadas pelo aumento do preço do GLP, pois passa a ter maior peso no orçamento das famílias mais pobres (GIODA, TONIETTO e LEON, 2019).

Importante notar que a quantidade de domicílios que utilizaram gás para cozinhar, em números absolutos, também cresceu. Mas o consumo residencial de GLP registrou queda, em 2018 e em 2019, enquanto o consumo residencial de lenha, registrou alta em 2017 e 2018 e queda em 2019 (Gráfico 23).

Gráfico 23 - Consumo residencial de GLP e de lenha no Brasil, 2000-2019



Fonte: EPE, vários anos.

Gioda *et al.* (2019) ainda argumenta que o aumento do uso residencial de GLP, se deu acompanhado de ações do governo que incentivaram seu uso, como o “Auxílio-Gás²³”, introduzido em 2002 e, mais tarde, pelo “Bolsa Família²⁴”, em 2004. No entanto, segundo a autora, “a inclusão do ‘Auxílio-Gás’ no ‘Bolsa Família’ não está sendo muito efetiva para reduzir o consumo de lenha, uma vez que as famílias carentes recebem o benefício e o gastam na compra de alimentos ou outros gêneros que consideram mais necessários”.

4.3 Os valores envolvidos²⁵

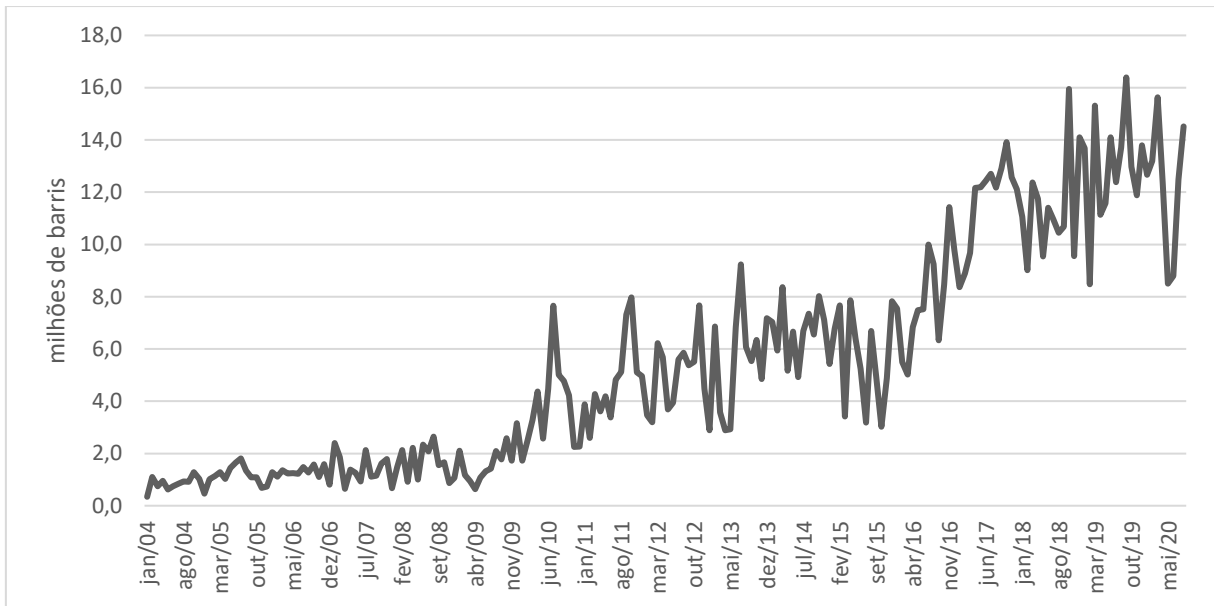
Como visto, o Brasil importa grandes quantidades de derivados de petróleo todos os anos, sendo grande parte com origem nos EUA. Além de diesel, gasolina e GLP, também são importados outros derivados, como nafta petroquímica e coque de petróleo. O país norte-americano aumentou significativamente suas exportações de derivados de petróleo para o Brasil após 2016 (Gráfico 24).

²³ Decreto n° 4.102, de 24 de janeiro de 2002.

²⁴ Lei n° 10.836, de 9 de janeiro de 2004.

²⁵ Os volumes e valores das importações e exportações de petróleo, derivados em geral, óleo diesel, gasolina e GLP encontram-se no Apêndice C.

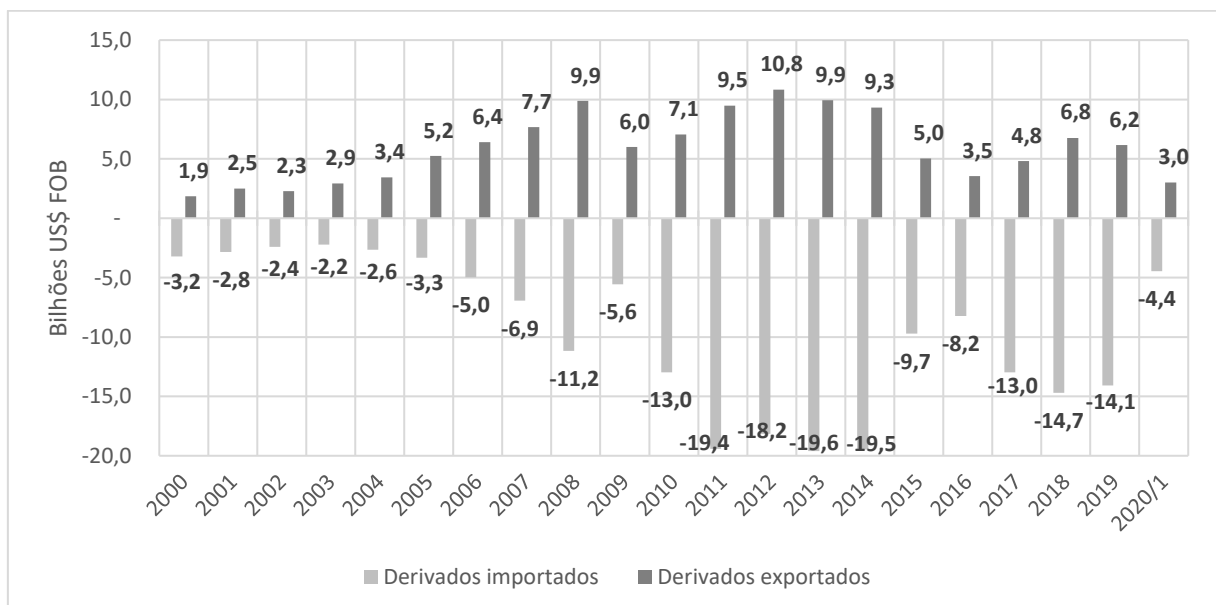
Gráfico 24 - Importação de derivados de petróleo dos EUA pelo Brasil, janeiro de 2004-agosto de 2020



Fonte: EIA, 2020.

Ao mesmo tempo, o Brasil também exporta quantidades importantes de alguns derivados todos os anos. Os valores envolvidos nessas transações, influenciam a balança comercial brasileira. Somente no primeiro semestre de 2020, por exemplo, o Brasil exportou o equivalente a US\$ 3 bilhões em derivados de petróleo e importou o equivalente a US\$ 4,4 bilhões, fechando o semestre com saldo negativo de US\$ 1,4 bilhão (Gráfico 25).

Gráfico 25 - Dispêndio e receita com importações e exportações de derivados de petróleo pelo Brasil, 2000-2020/1

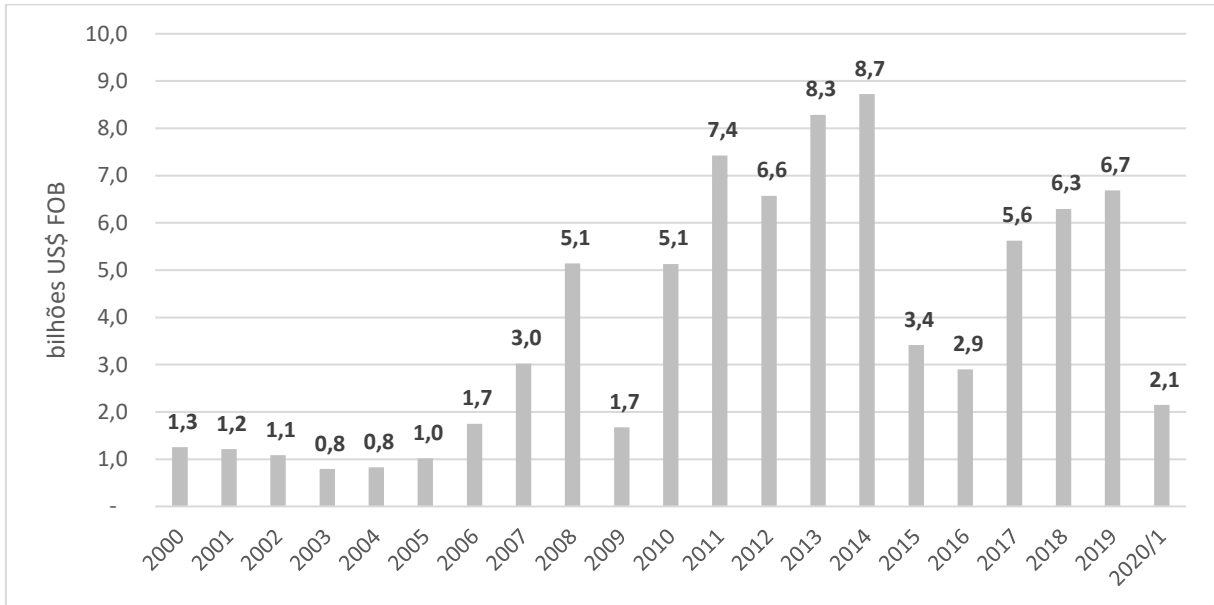


Fonte: ANP, vários anos.

¹Dados de 2020 até o mês de junho.

Desde 2000, o Brasil já gastou US\$ 199,1 bilhões com a importação de derivados de petróleo. No mesmo período, o Brasil vendeu US\$ 124,1 bilhões, um saldo negativo acumulado de quase US\$ 75 bilhões em pouco mais de 20 anos. Somente as importações de diesel, desde 2000, somam aproximadamente US\$ 81 bilhões (Gráfico 26), enquanto as importações de gasolina e GLP somam, respectivamente, US\$ 16,7 bilhões e US\$ 16 bilhões (Gráfico 27).

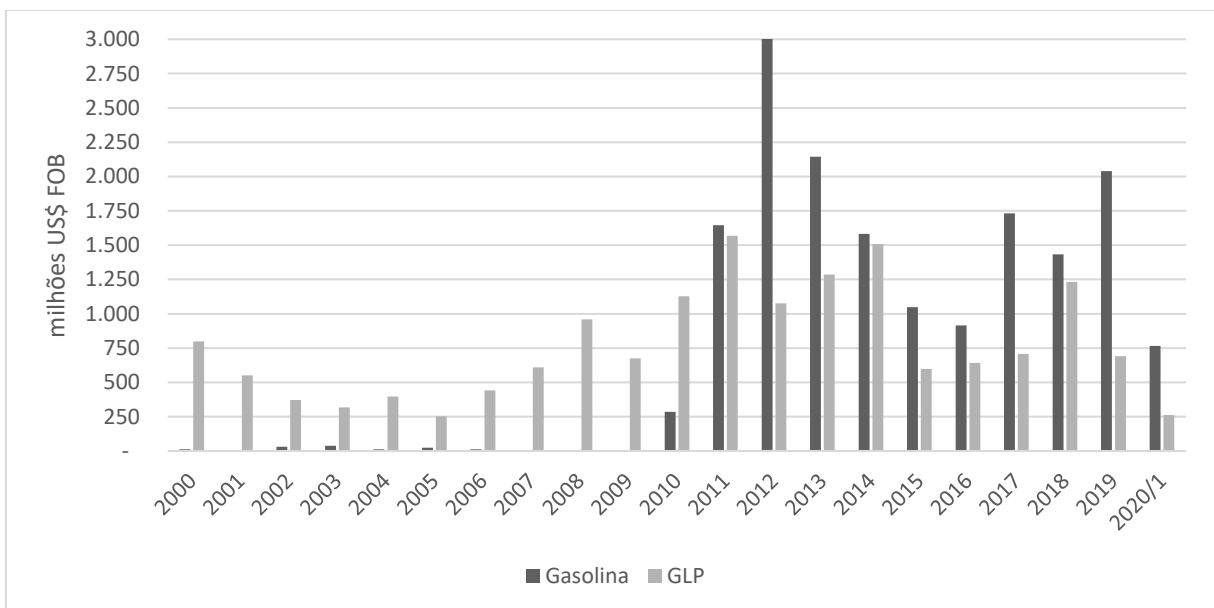
Gráfico 26 - Dispêndio com importação de diesel pelo Brasil, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

¹Dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 27 - Dispêndio com importação de gasolina e GLP pelo Brasil, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

¹Dados de 2020 até o mês de junho.

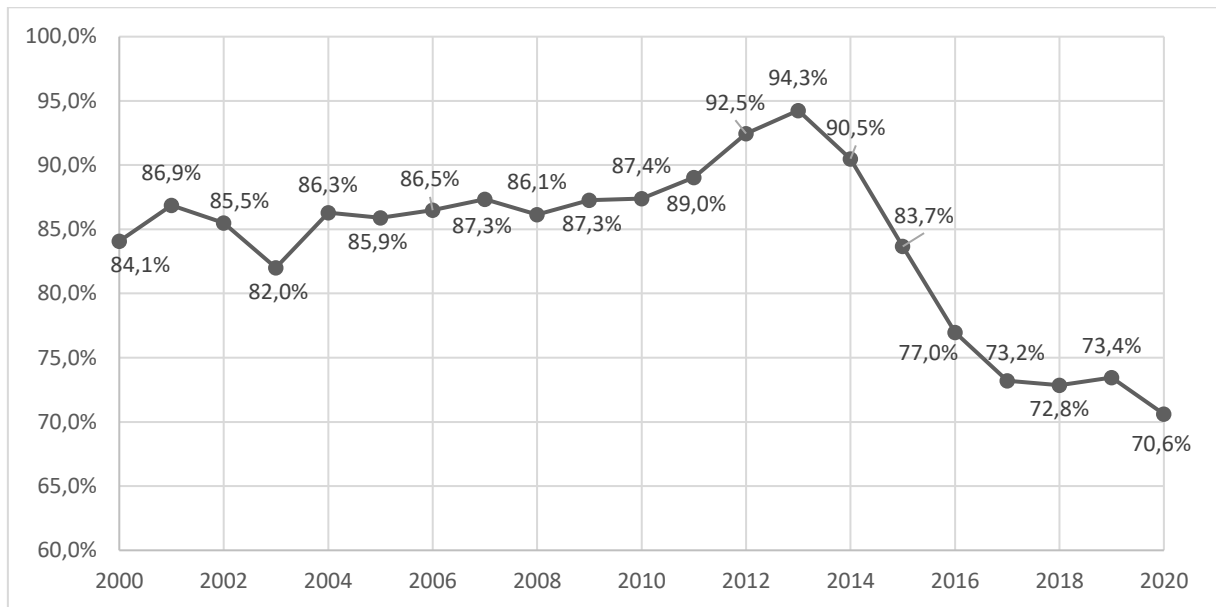
Silvério (2018) estimou o custo de implantação de mini refinarias no Brasil entre US\$ 1,6 bilhão e US\$ 2,4 bilhões, dependendo da configuração da refinaria. A capacidade de cada mini refinaria seria de, aproximadamente, 35 mil barris por dia. Em 2019, o Brasil importou uma média de 542 mil barris de derivados de petróleo por dia, sendo gasto, ao todo, cerca de US\$ 14,7 bilhões. Isso seria o suficiente para a construção de 6 mini refinarias, que adicionariam 210 mil barris de capacidade de processamento diário ao PRN. Como comparação, a Refinaria Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná, tem capacidade nominal de processar 213.854 barris por dia.

4.4 Gestão do parque de refino

Como apresentado pela Tabela 4, o Brasil possui 17 refinarias de petróleo com capacidade autorizada pela ANP de processar cerca de 2,4 milhões de barris por dia. No entanto, por diversos fatores, como manutenções programadas ou até mesmo problemas técnicos, entre outros, na operação das refinarias, esse volume total nem sempre é processado por dia no Brasil.

A partir de 2003, o fator médio de utilização das refinarias brasileiras seguiu tendência de crescimento, até 2013, quando registrou seu maior valor nos últimos 20 anos, 94,3%, processando pouco mais de 756,6 milhões de bep. Em 2014, o volume processado foi ainda maior, 775,6 milhões de bep, porém, no final deste ano, entrou em operação a RNEST, adicionando 115 mil barris por dia de capacidade de processamento ao PRN, fazendo com que o fator médio de utilização ficasse em 90,5%. A partir de então, o parque de refino brasileiro, passou a processar cada vez menos petróleo, fechando o primeiro semestre de 2020 com apenas 70,6% de utilização (Gráfico 28).

Gráfico 28 - Fator de utilização médio das refinarias brasileiras, 2000-2020/1



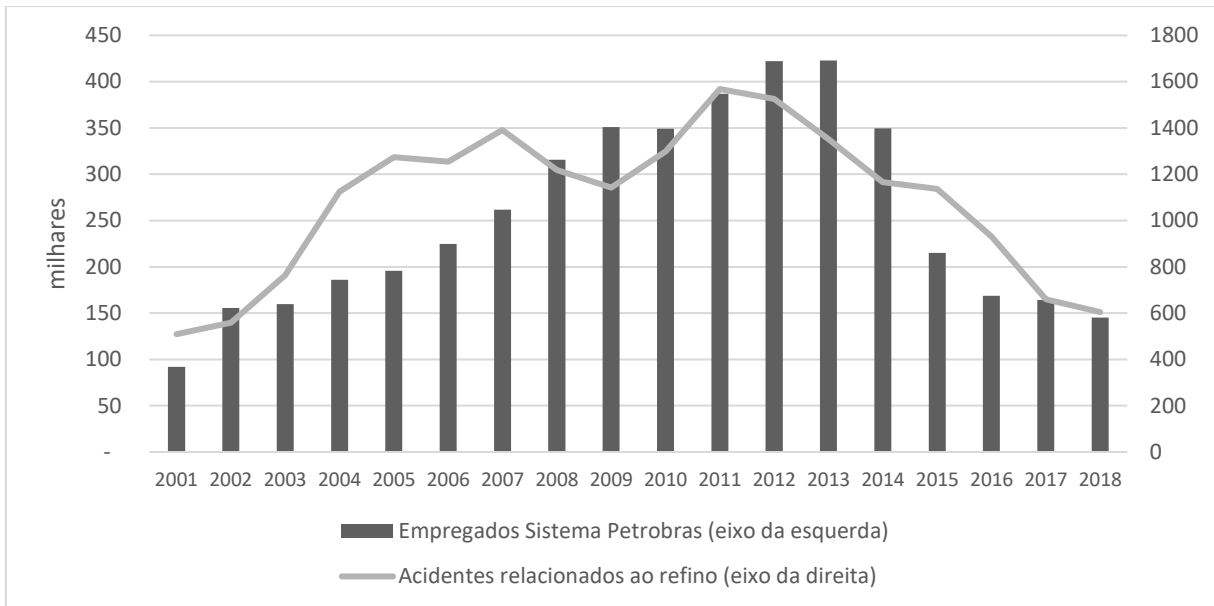
Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

O fator de utilização elevado, segundo Blount (2014), foi incentivado pelo governo Dilma Rousseff para acompanhar a demanda crescente por combustíveis, principalmente diesel (Gráfico 12) e gasolina (Gráfico 14). Alguns especialistas, segundo o autor, alertavam para os riscos de manter as refinarias operando a um nível tão próximo da capacidade máxima.

Entre os vários riscos considerados, incluem-se os riscos à saúde dos trabalhadores. Ao analisar os acidentes de trabalho relacionados ao refino de petróleo, de fato, nota-se que houve aumento no Brasil, de 2001 até 2011. A partir de 2012, os acidentes começaram a diminuir, fruto de políticas de segurança no trabalho mais rígidas da Petrobras, além de campanhas de conscientização, incentivadas em todas as etapas da sua cadeia produtiva, não só no refino. No entanto, o número total de acidentes está mais relacionado com a quantidade total de empregados do Sistema Petrobras (empregados próprios e terceirizados). Como mencionado, 2012 e 2013, foram os anos em que mais petróleo foi processado pelo PRN e, também, os anos em que mais empregados atuaram na Petrobras (Gráfico 29).

Gráfico 29 - Número de acidentes relacionados ao refino de petróleo *versus* o total de empregados no Sistema Petrobras, 2001-2018

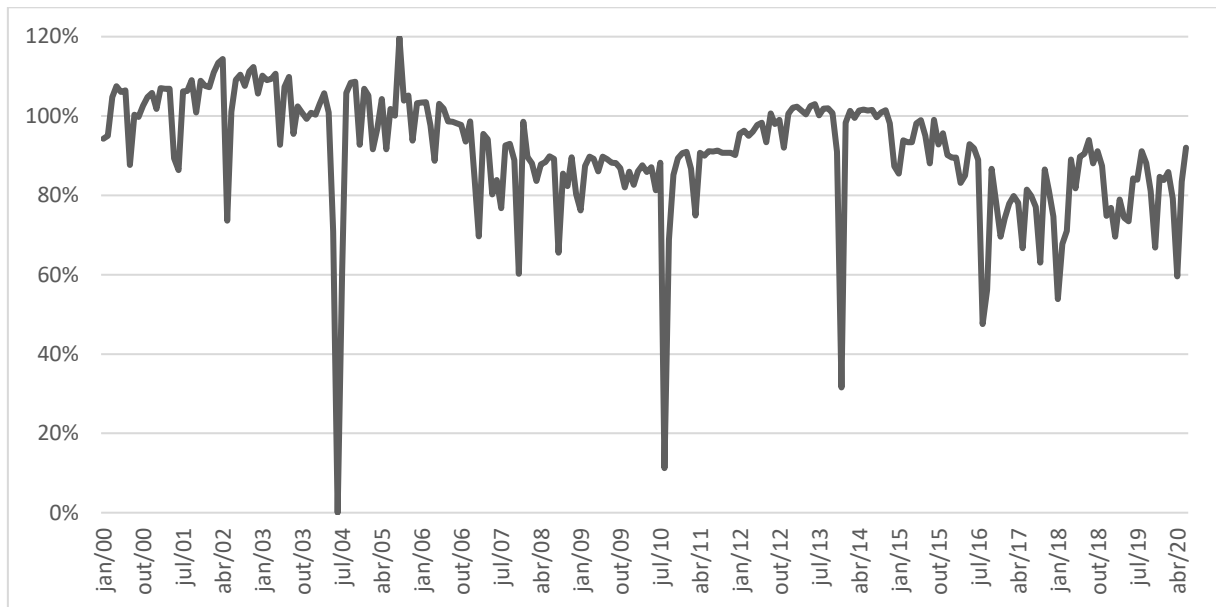


Fonte: elaboração própria a partir de Petrobras, vários anos, e Brasil, 2020.

Notas: até 2005, consulta por acidentes de trabalho registrados com o código “2320: Refino de Petróleo” da Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE 95. Após 2006, entrou em vigor a CNAE 2.0, mais detalhada, e foram pesquisados os códigos “1921: Fabricação de Produtos do Refino de Petróleo” e “1922: Fabricação de Produtos Derivados do Petróleo, Exceto Produtos do Refino”

A capacidade máxima autorizada pela ANP, nem sempre é, de fato, a capacidade máxima de processamento de petróleo das refinarias. Segundo a ANP, “no caso de Fator de Utilização Efetiva superior a 100%, pode ter sido realizado teste de capacidade máxima, que não é considerado na capacidade autorizada”. Na verdade, ao analisar o fator de utilização médio mensal de cada refinaria brasileira, desde 2000, nota-se que várias delas passaram longos períodos operando acima dos 100%. A REPAR, por exemplo, registrou 77 meses operando acima dos 100% desde 2000 (Gráfico 30).

Gráfico 30 - Fator de utilização médio mensal da REPAR, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

O comportamento apresentado pela REPAR, se repete em várias outras refinarias²⁶, em maior ou menor grau. Importante notar que as refinarias passam por manutenções periódicas, reduzindo bastante, em alguns casos chegando a zero, seu fator de utilização em alguns meses. A partir de 2016, no entanto, dentre as refinarias da Petrobras, somente a REVAP registrou um mês com fator de utilização acima dos 100% autorizado pela ANP. No mesmo período, as refinarias privadas Dax Oil (8 meses), Manguinhos (12 meses) e Riograndense (1 mês), também registraram fator de utilização acima dos 100% em algum momento.

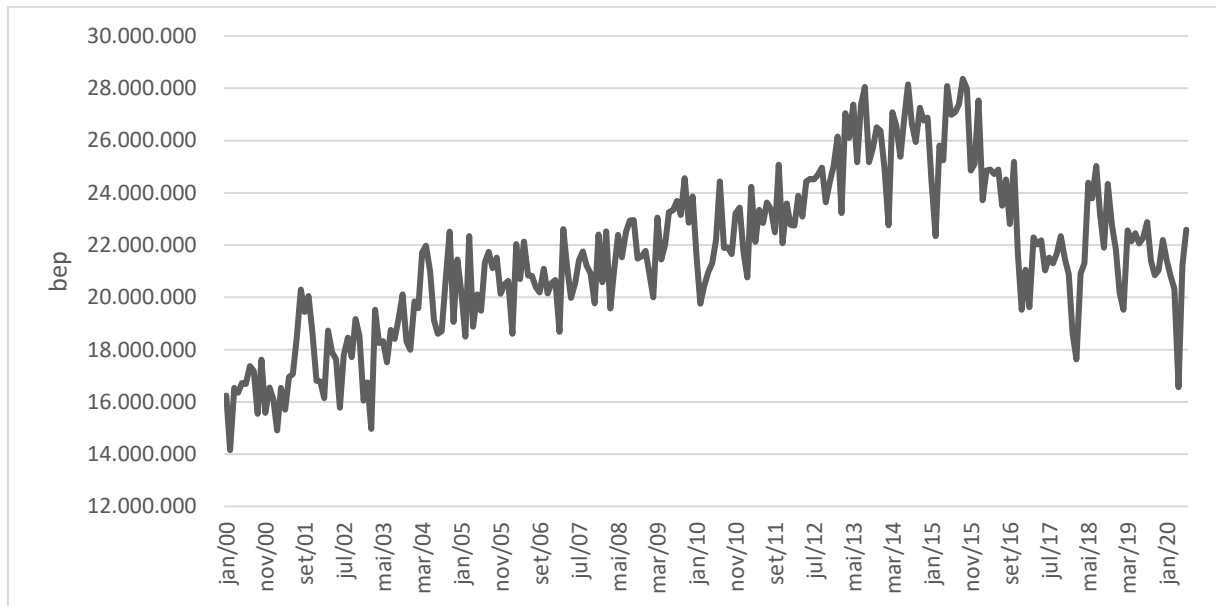
Entre 2012 e 2014, foi o período em que as refinarias da Petrobras mais registraram meses operando acima da capacidade autorizada pela ANP e, com isso, foram registradas as maiores taxas de utilização do parque de refino nos últimos 20 anos. Foi uma tentativa do governo brasileiro de diminuir a dependência externa por derivados de petróleo (BLOUNT, 2014). Em 2014, foram registrados recordes de produção de óleo diesel (296,5 milhões de bep) e de gasolina (156,5 milhões de bep) (ANP, vários anos).

O recorde mensal de produção de diesel, foi atingido em setembro de 2015, quando foram produzidos 28,4 milhões de bep deste combustível. Neste mês, apenas LUBNOR (101,17%) e REVAP (100,27%), registraram fator de utilização acima do autorizado pela ANP (vide

²⁶ O fator de utilização médio mensal de todas as refinarias encontra-se no Apêndice D deste trabalho.

apêndices). A produção nacional de diesel, seguiu tendência de crescimento até 2015, a partir de 2016, no entanto, começou a registrar queda (Gráfico 31).

Gráfico 31 - Diesel produzido por mês pelo Brasil, 2000-2020/1



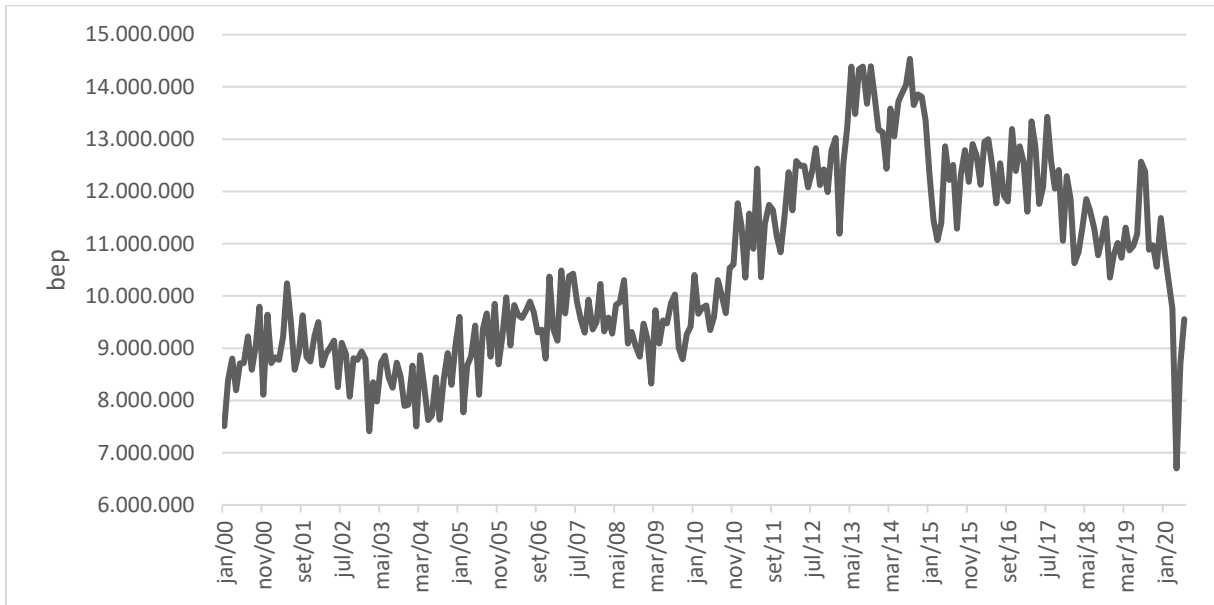
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

O consumo brasileiro de diesel, em 2019, foi de 315,9 milhões de bep, com média mensal de 26,3 milhões de bep. Ou seja, em 2019, o Brasil consumiu menos diesel por mês do que o nosso parque de refino já foi capaz de produzir.

Os dados para a produção de gasolina são similares aos do diesel. O recorde mensal foi registrado em agosto de 2014. Neste mês, foram produzidos 14,5 milhões de bep de gasolina. Porém, com um número maior de refinarias processando acima do autorizado pela ANP: LUBNOR (112,33%); RECAP (107,87%); REDUC (105%); REFAP (103,1%); REPLAN (100,62%); REVAP (104,87%); RPBC (104,66%); e RPCC (101,03%) (vide apêndices). A produção nacional de gasolina oscilou entre 2000 e 2010 (até esse ano o Brasil exportava quantidades importantes de gasolina). Após a guinada no consumo a partir de 2010 (Gráfico 14), a produção nacional aumentou para acompanhar a demanda, até 2015 e, desde então, registra queda na produção (Gráfico 32).

Gráfico 32 - Gasolina produzida por mês pelo Brasil, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Em 2019, o consumo brasileiro de gasolina foi de 151 milhões de bep, com média mensal de 12,6 milhões de bep. À exemplo do diesel, em 2019, o Brasil consumiu menos gasolina do que nosso parque de refino já foi capaz de produzir por mês.

É sabido que a produtividade das refinarias depende de vários fatores, entre eles está a composição do petróleo no início do processo. Porém, é de se imaginar que, como a qualidade do petróleo do pré-sal, em média, é superior ao que vinha sendo produzido pelo Brasil (Gráfico 5), que o parque de refino seguiria capaz de acompanhar a demanda desses dois combustíveis ou, no mínimo, diminuir a necessidade de importação.

5 CONCLUSÕES

Para fazer qualquer análise sobre o complicado mercado de petróleo e seus derivados, é necessário, *a priori*, estudá-lo e conhecê-lo tão profundamente quanto seja possível. Ao término deste trabalho, que não tem e nem poderia ter como objetivo encerrar a discussão sobre o tema, o autor pôde aprofundar-se nas questões que envolvem o mercado brasileiro de diesel, gasolina e GLP.

Foi possível conhecer, ainda que em termos gerais, como funciona o processo de refino de petróleo e como as características de cada tipo de óleo cru influencia no rendimento de um ou de outro derivado. Em teoria, o petróleo do pré-sal, que tem grau API médio superior ao petróleo do pós-sal, renderia maiores proporções de derivados mais nobres e mais caros.

O mundo é extremamente dependente de fontes fósseis de energia – petróleo, carvão mineral e gás natural. Essa dependência, embora venha diminuindo nos últimos anos, seguirá representativa ainda por muito tempo. Além disso, o consumo nominal de petróleo segue crescente, apesar dos esforços para diminuir as emissões de carbono na atmosfera que contribuem para as mudanças climáticas.

A dependência mundial por petróleo, especificamente, justifica-se quando analisadas suas características. Não existe, atualmente, produto para substituir o petróleo, pelo menos não em escala global. Para ter a mesma ou maior relevância que o petróleo, é preciso que a nova fonte seja tão ou mais versátil, mais fácil de manusear, armazenar e transportar, que tenha maior poder calorífico e que esteja disponível para uma grande parcela da população.

O cenário brasileiro, muito embora apresente uma matriz energética mais verde que a média global, não é muito diferente. O Brasil também é um país dependente de fontes fósseis, em especial, do petróleo e seus derivados. A escolha brasileira de abraçar o modal rodoviário como principal motor econômico desde o fim da Segunda Guerra Mundial, tem sérias implicações nos dias de hoje. Como país continental, a economia nacional depende da movimentação de carga por grandes distâncias. Como país em desenvolvimento, que afasta os trabalhadores dos centros urbanos, onde se concentram os empregos nas cidades, a economia também depende do movimento de pessoas por grandes distâncias, todos os dias. Logo, é possível notar a importância dos derivados de petróleo no cotidiano brasileiro.

A garantia do abastecimento de combustíveis em todo o território nacional, foi uma das motivações para a criação da Petrobras, em 1953. Num primeiro momento, a estatal do petróleo encarregou-se da importação e distribuição de combustíveis. Porém, a posição de dependência externa era incômoda, era preciso produzir os próprios combustíveis. Assim, a Petrobras passou a investir na formação de seu parque de refino de petróleo.

Como ainda não havia sido encontrado petróleo em quantidades satisfatórias no território nacional, a estratégia inicial foi importar óleo cru para ser refinado no país. Dessa forma, as primeiras refinarias foram construídas otimizadas para processar óleo leve, sobretudo com origem no Oriente Médio.

Mais tarde, com a crescente produção doméstica de petróleo, liderada pela Bacia de Campos, o Brasil começou a vislumbrar o cenário da autossuficiência, alcançada em 2006. No mesmo período, a Petrobras descobriu as enormes acumulações de petróleo no pré-sal, depois de décadas investindo em ciência e tecnologia e na capacitação do seu corpo técnico, sem os quais não seria possível essa descoberta.

O primeiro objetivo específico deste trabalho, descrever o cenário político-econômico nacional que viabilizou as mudanças que ocorreram no setor de petróleo brasileiro a partir de 2016, permitiu visualizar de forma ampla os principais elementos das significativas alterações vivenciadas no âmbito econômico e legal-institucional e seus antecedentes, como descrito a seguir.

Em 2010, foi aprovado o marco regulatório do pré-sal, um conjunto de leis para satisfazer as intenções do governo de proteger e, ao mesmo tempo, acelerar a produção de petróleo dessa nova fronteira exploratória. Foi dado grande destaque à Petrobras, ao lhe conferir o papel de operadora exclusiva de todos os blocos do pré-sal e outras áreas estratégicas. Em um contrato de exploração e produção de petróleo, o operador tem grandes vantagens competitivas. É o operador, por exemplo, quem determina o ritmo exploratório e quem decide onde contratar os serviços.

Sobre as formas de apropriação para exploração e produção de petróleo empregadas no mundo e no Brasil, não existe um modelo essencialmente melhor que o outro entre a concessão e a partilha de produção. Ambas as partes envolvidas, a empresa exploradora e o país hospedeiro, desejam o mesmo, que é o ganho financeiro a partir da produção de petróleo para sustentar o

crescimento econômico. Diferentes modelos exploratórios podem entregar a mesma rentabilidade ao país hospedeiro. A principal diferença entre estes dois modelos, se dá sobre o nível de controle do ritmo exploratório, definido pelo operador. Porém, é importante lembrar que num país como o Brasil, o melhor modelo é aquele capaz de manter em mãos da sociedade o controle dessa indústria estratégica e de seus ativos.

A exclusividade da operação dos blocos do pré-sal pela Petrobras, deixou de existir com a aprovação da Lei 13.365/2016. O cenário político-econômico em que se deu a aprovação dessa lei, foi o de recessão econômica em conjunto com as narrativas criadas com a operação Lava Jato e que desvalorizaram a Petrobras perante a opinião pública e o processo de *impeachment* de Dilma Rousseff. Tão logo assumiu a presidência, Michel Temer trocou a direção da Petrobras. Ainda em 2016, a estatal mudou a forma como reajustava os preços dos combustíveis. Essa guinada na política nacional influenciou os preços finais dos diversos derivados pelo país.

A partir de 2016, a Petrobras passou a praticar preços de derivados nas suas refinarias de acordo com a cotação internacional do barril de petróleo e do câmbio. Quando o preço do petróleo atingiu valores elevados no exterior e a moeda brasileira se desvalorizou, houve um aumento expressivo nos preços dos combustíveis, que culminou em uma greve de caminhoneiros em maio de 2018.

O segundo objetivo específico, investigar e sistematizar fatos e dados que caracterizam a política de governo para o setor de derivados de petróleo brasileiro, principalmente a gestão do Parque de Refino Nacional – PRN, tornou evidente as oscilações, nem sempre positivas, sentidas pelo país até o presente momento, como sintetizados a seguir.

O aumento dos preços de combustíveis, tornou mais lucrativa a importação de derivados, sobretudo dos EUA, por terceiros para revender no mercado brasileiro. As refinarias nacionais, começaram a diminuir suas vendas e ficaram com os estoques elevados, sendo forçadas a diminuir seu fator de utilização.

Deste modo, temos no Brasil um cenário em que as exportações de óleo cru são crescentes, assim como a qualidade desse óleo exportado. Ao mesmo tempo, são registrados grandes volumes de derivados importados todos os meses enquanto as refinarias registram grande ociosidade. Caso diminuísse a ociosidade, por exemplo, o PRN poderia produzir todo o volume

de diesel e gasolina que foram consumidos em 2019, diminuindo a dependência externa desses combustíveis.

O terceiro e último objetivo específico, explicitar as consequências socioeconômicas vinculadas a essas mudanças, considerando que os produtos estudados são consumidos em todos os estratos econômicos do país, foi evidenciado a partir das análises feitas e estão substanciados a seguir.

Como o Brasil é dependente do modal rodoviário, o consumo de diesel tem forte relação com a atividade econômica do país. Com a ociosidade das refinarias, mesmo com consumo inferior ao máximo já registrado, a dependência externa desse combustível é elevada, quase um quarto de todo o diesel consumido é importado. Destes, mais de 80% tem origem nos EUA.

Com relação à gasolina, houve uma mudança significativa em relação ao consumo e também referente à dependência externa. O Brasil foi um exportador desse combustível até 2010, quando o consumo apresentou crescimento muito acima do que o registrado em anos anteriores e passou a ser importador desse insumo. Parte desse incremento pode ser explicado pelo aumento da frota de veículos que aconteceu com a expansão do crédito, possibilitando financiamentos mais longos e com taxas menores. Além disso, o aumento do preço do etanol, aumentou a procura por gasolina, contribuindo para o grande aumento no consumo.

O consumo de GLP apresentou queda nos últimos anos, a partir dos aumentos consideráveis no preço final de venda. As famílias mais pobres são as mais afetadas pela alta nos preços do GLP, que força milhões de famílias a utilizar lenha ou carvão vegetal para o preparo de alimentos.

As mudanças que ocorreram no Brasil nos últimos anos, em especial a partir de 2016, são reflexo da ideologia liberal, no poder desde o *impeachment* de Dilma Rousseff. As políticas de preço de combustíveis da Petrobras, tem um claro objetivo que é gerar lucro para seus acionistas, em detrimento dos interesses da população, sobretudo dos mais pobres, onde os aumentos excessivos mais impactam os orçamentos familiares.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

Acompanhar e analisar as possíveis implicações do Projeto de Lei nº 3.178/2019, que tem como objetivo “modificar a Lei nº 12.351/2010 que trata da exploração e da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, para permitir a licitação com concessão nos blocos quando

esse regime for mais vantajoso para o Brasil, e instituir a igualdade de condições dos participantes nas licitações de partilha da produção”, que está em tramitação no Congresso.

Analisar os impactos dos preços dos combustíveis para os usuários de aplicativos de transporte (Uber, Cabify, 99Taxi, etc) e de entregas (Ifood, Rappy, Uber Eats, etc), além das consequências sobre o PIB setorial (serviços) e nacional e sobre a renda do trabalhador precarizado.

Investigar porque é (foi) tão comum as refinarias processarem uma quantidade maior de petróleo do que aquela autorizado pela ANP.

Comparar a carga de entrada das refinarias em períodos de grande produção (como em 2014) com a carga atual (2020) e investigar se é possível repetir os valores máximos já produzidos de diesel e gasolina ou até superá-los.

Investigar o papel da indústria do petróleo como elemento de coesão social.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2020** / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2020.

ANP. **Boletim da produção de petróleo e gás natural. Abril 2020 / número 116.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro. 2020.

ANP. Dados Estatísticos. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP**, vários anos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>. Acesso em: Outubro 2020.

BAYULGEN, O. **Foreign investments and political regimes: the oil sector in Azerbaijan, Russia and Norway.** New York: Cambridge University Press, 2010.

BLOUNT, J. Analysis: Petrobras fuel woes make Brazil dependent on U.S., India. **Reuters**, 23 Janeiro 2014. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-brazil-refining-analysis-idUSBREA0M04I20140123>>. Acesso em: Setembro 2020.

BNDES. **Relatório I: regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural.** São Paulo: Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009. 559 p.

BORBA, B. S. M. C. et al. Diesel imports dependence in Brazil: A demand decomposition analysis. **Energy Strategy Reviews**, Dezembro 2017. 63-72. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211467X17300470?via%3Dihub>>. Acesso em: Outubro 2020.

BP. **BP Statistical Review of World Energy.** 69^a. ed. Londres: BP, 2020.

BRAGA, L. P. **O processo de individualização da produção na área do pré-sal e os potenciais problemas práticos advindos da convivência dos três modelos de contratos internacionais de petróleo.** Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

BRASIL. LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997. **Planalto**, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: 17 Janeiro 2020.

BRASIL. **LEI Nº 12.304, DE 2 DE AGOSTO DE 2010.** Brasília: Palácio do Planalto Presidência da República, 2010.

BRASIL. LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010. **Planalto**, 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 18 Setembro 2019.

BRASIL. LEI Nº 12.734, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2012. **Presidência da República Casa Civil**, 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/112734.htm>. Acesso em: Setembro 2020.

BRASIL. LEI Nº 13.365, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2016. **Planalto**, 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm>. Acesso em: 21 Agosto 2019.

BRASIL. Dados estatísticos - Saúde e segurança do trabalhador. **Ministério da Economia - Secretaria Especial de Previdência e Trabalho**, 2020. Disponível em:

<<https://www.gov.br/previdencia/pt-br/assuntos/saude-e-seguranca-do-trabalhador/dados-de-acidentes-do-trabalho>>. Acesso em: Novembro 2020.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.-P. **Oil and gas exploration and production: reserves, costs, contracts**. 3^a. ed. revisada e atualizada. Paris, France: Editions Technip, 2011.

CARDOSO, L. C. **Petróleo: do poço ao posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

COUTINHO, F. Refino e Política de Preços da Petrobras, alerta aos presidenciais. **Associação dos Engenheiros da Petrobras**, 2018. Disponível em: <<http://www.aepet.org.br/w3/index.php/conteudo-geral/item/2070-refino-e-politica-de-precos-da-petrobras-alerta-aos-presidenciais>>. Acesso em: 13 Agosto 2018.

COUTINHO, F.; BERCOVICI, G. Petrobrás é a maior vítima de fake news da História do Brasil. **Associação dos Engenheiros da Petrobras - AEPET**, 2018. Disponível em: <<http://www.aepet.org.br/w3/index.php/conteudo-geral/item/2122-petrobras-e-a-maior-vitima-de-fake-news-da-historia-do-brasil>>. Acesso em: Novembro 2020.

CUNHA, T. A. D. O contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil. **Revista de informação legislativa**, Brasília, v. 32, n. 127, p. 223-232, jul./set. 1995.

D'ALMEIDA, A. L. **Indústria do petróleo no Brasil e no mundo: formação, desenvolvimento e ambiência atual**. São Paulo: Blucher, 2015.

DATAFOLHA. 70% são contra privatizações no Brasil. **Datafolha Instituto de Pesquisas**, 2017. Disponível em: <<https://datafolha.folha.uol.com.br/opiniaopublica/2017/12/1946110-70-sao-contra-privatizacoes-no-brasil.shtml>>. Acesso em: Outubro 2020.

DIEESE. **Nota Técnica número 194 de 26 de maio de 2018. A escalada do preço dos combustíveis e as recentes escolhas da política do setor de petróleo**. Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos. São Paulo. 2018.

EIA. Exports by Destination. **U.S. Energy Information Administration**, 2020. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_MOVE_EXPC_DC_NUS-NBR_MBBL_M.htm>. Acesso em: Outubro 2020.

ENI. **World Oil Review 2020 - volume 1**. Ente Nazionale Idrocarburi. Roma, p. 88. 2020.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2020: Ano base 2019 / Empresa de Pesquisa Energética**. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

EPE. BEN - Séries Históricas Completas. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**, vários anos. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: Outubro 2020.

ESCOBAR, P. O Brasil no epicentro da Guerra Híbrida. **Outras Palavras**, 2016. Disponível em: <<https://outraspalavras.net/geopoliticaeguerra/o-brasil-no-epicentro-da-guerra-hibrida/>>. Acesso em: Setembro 2020.

ESTRELLA, G. Petrobras como está hoje é a Petrobras de 2002. **Sindicato dos Servidores Públicos Federais no Estado de Pernambuco**, 2017. Disponível em: <<https://www.sindsepe.com.br/noticias-detalle/petrobras-como-esta-hoje-e-a-petrobras-de-2002/8155#.YBRCXHOSm01>>. Acesso em: Outubro 2020.

FRIEDRICH, T. S.; TORRES, P. R. A regulamentação petrolífera no Brasil: relevância, posição atual e expectativas. Um estudo a partir da análise das crises do petróleo de 1970 e seus impactos no país. **Revista Jurídica**, Curitiba, v. 1, n. 28, p. 313-339, 2012.

G1. Processo de impeachment é aberto, e Dilma é afastada por até 180 dias. **G1**, 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/politica/processo-de-impeachment-de-dilma/noticia/2016/05/processo-de-impeachment-e-aberto-e-dilma-e-afastada-por-ate-180-dias.html>>. Acesso em: 19 Agosto 2019.

GARCIA, G. et al. Senado aprova impeachment, Dilma perde mandato e Temer assume. **G1**, 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/politica/processo-de-impeachment-de-dilma/noticia/2016/08/senado-aprova-impeachment-dilma-perde-mandato-e-temer-assume.html>>. Acesso em: 19 Agosto 2019.

GEE. Comparação dos modelos fiscais de partilha e concessão. **Grupo de Economia da Energia**, 2016. Disponível em: <<http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/get-working-paper/618-comparacao-dos-modelos-fiscais-de-partilha-e-concessao>>. Acesso em: Maio 2017.

GIODA, A.; TONIETTO, G. B.; LEON, A. P. D. Exposição ao uso da lenha para cocção no Brasil e sua relação com os agravos à saúde da população. **Ciência e Saúde Coletiva**, Rio de Janeiro, 5 Agosto 2019. 3079-3088.

GONÇALVES, O. G. **A história da indústria do petróleo e a mudança do marco regulatório brasileiro a partir da aprovação da Lei nº 13.365/2016**. Monografia (Graduação), Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, 2017. 152 p.

GONÇALVES, O. G.; MERCEDES, S. S. P.; SANTI, A. M. M. Considerações sobre o fator de utilização do parque de refino brasileiro e as importações e exportações de petróleo e derivados - 2000 a 2018. **Revista Tecnologia e Sociedade**, Curitiba, v. 15, n. 37, p. 635-652, jul./set. 2019. Disponível em: <<https://periodicos.utfpr.edu.br/rts/article/view/9808>>. Acesso em: 10 Outubro 2019.

HSU, C. S.; ROBINSON, P. R. **Petroleum Science and Technology**. Gewerbestrasse, Switzerland: Springer, 2019.

IBGE. Pesquisa de Orçamentos Familiares - POF. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/educacao/9050-pesquisa-de-orcamentos-familiares.html?=&t=downloads>>. Acesso em: 23 Novembro 2019.

IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/17270-pnad-continua.html?edicao=24437&t=resultados>>. Acesso em: 24 Novembro 2019.

IEA. **Oil 2019: Analysis and forecast to 2024**. International Energy Agency. Paris. 2019.

IREE. Os impactos políticos e jurídicos da Lava Jato. **Instituto para Reforma das Relações entre Estado e Empresa - IREE**, 2019. Disponível em: <<https://iree.org.br/os-impactos-politicos-e-juridicos-da-lava-jato/>>. Acesso em: Novembro 2020.

JONES, C.; CHAVES, H. Pesquisadores dizem que pré-sal pode ter ao menos 176 bilhões de barris de óleo. **Agência Brasil**, 2015. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-08/estudo-do-inog-uerj-diz-que-pre-sal-pode-conter-pelo-menos-176-bilhoes-de>>. Acesso em: Junho 2020.

KLARE, M. T. **Blood and oil: the dangers and consequences of America's growing dependency on imported petroleum**. New York: Henry Holt and Company, 2004.

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A economia política dos preços dos combustíveis: uma interpretação. **Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, Rio de Janeiro: Inep, v. 2, n. 9, Abril 2019. ISSN 2595-8232.

LIMA, N. T. Habitação e infra-estrutura urbana. In: IBGE, I. B. D. G. E. E.- **Estatísticas do Século XX**. Rio de Janeiro: IBGE, 2006. p. 111-129.

LIMA, P. C. R. **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

LIMA, P. C. R. **Análise da proposta de retorno do regime de concessão no pré-sal e em áreas estratégicas**. Brasília: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2015.

LOPES, M. S. **Caracterização das correntes do processo de destilação molecular aplicado a frações pesadas de petróleo e desenvolvimento de correlações da curva PEV**. Campinas: Dissertação (mestrado) - Unicamp, 2008.

LUCCHESI, R. D. **Regimes Fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

LUNA, T. F. et al. Barreiras à difusão de carros elétricos no mundo e a situação no Brasil. **Simpósio Mundial de Sustentabilidade**, Palhoça, SC, Setembro 2019. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Tainara_Volan/publication/336069673_Barreiras_a_difusao_de_carros_eletricos_no_mundo_e_a_situacao_no_Brasil/links/5d8cc25ea6fdcc25549e4913/Barreiras-a-difusao-de-carros-eletricos-no-mundo-e-a-situacao-no-Brasil.pdf>. Acesso em: Junho 2020.

MAZEEL, M. **Petroleum Fiscal Systems and Contracts**. Hamburg: Diplomica Verlag, 2010.

METRÔ. **Pesquisa Origem Destino 2017: 50 anos**. Companhia do Metropolitano de São Paulo - Metrô. São Paulo, p. 136. 2019.

MORA, M. **A evolução do crédito no Brasil entre 2003 e 2010**. Texto para discussão 2022 / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro: Ipea, p. 66. 2015.

MORAIS, J. M. D. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

MOTA, C. V. Pedro Parente: de 'esperança' da Petrobras a pedido de demissão. **BBC**, 2018. Disponível em: <<https://www.bbc.com/portuguese/brasil-44323966>>. Acesso em: 19 Agosto 2019.

OLIVEIRA, C.; COUTINHO, F. O Mito da "Petrobras quebrada". **Associação dos Engenheiros da Petrobras**, 2017. Disponível em:

<<https://www.aepet.org.br/uploads/paginas/uploads/File/ClaudioFelipe.pdf>>. Acesso em: Outubro 2020.

PETROBRAS. Plano de Negócios 2009-2013. **Petrobras. Relacionamento com Investidores**, Rio de Janeiro, p. 103, 26 Janeiro 2009. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/apresentacoes/2009>>. Acesso em: 2 Outubro 2019.

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PPSA. **Relatório Anual da Administração 2015**. Rio de Janeiro: Pré-Sal Petróleo S.A., 2016.

RIBEIRO, M. R. D. S. **Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo**. 2^a. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

ROUSSEFF, D. Íntegra do discurso da presidente Dilma Rousseff na cerimônia de posse. **Agência Senado**, 2011. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2011/01/01/integra-do-discurso-da-presidente-dilma-rousseff-na-cerimonia-de-posse>>. Acesso em: Julho 2020.

SANNI, M. **Petroleum engineering: principles, calculations and workflows**. Hoboken, USA: John Wiley and Sons, 2019.

SANTOS, R. "Lava jato" trouxe insegurança jurídica e moldou quadro político, dizem especialistas. **Consultor Jurídico**, 2019. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2019-nov-25/lava-jato-trouxe-inseguranca-juridica-moldou-quadro-politico>>. Acesso em: Setembro 2020.

SAUER, I. Prefácio. In: LIMA, P. C. R. **Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SAUER, I. L.; RODRIGUES, L. A. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 30, n. 88, p. 185-229, Dezembro 2016. Disponível em: <<http://www.revistas.usp.br/eav/issue/view/9289>>. Acesso em: Outubro 2019.

SCHUTTE, G. R. Pré-sal: desafios e oportunidades. In: FAVARETO, A.; MORALES, R. **Energia, desenvolvimento e sustentabilidade**. Porto Alegre: Zouk, 2014.

SILVÉRIO, C. A. N. **Oportunidades de desafios para implantação de mini refinarias de petróleo como alternativa de suprimento da demanda futura de combustíveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Dissertação (mestrado), UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

SIQUEIRA, F. A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal. **AEPET**, 2009. Disponível em: <<http://www.aepet.org.br/noticias/pagina/3161>>. Acesso em: Junho 2020.

SOUSA, F. J. R. **A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras**. Brasília: Câmara dos Deputados - Consultoria Legislativa, 2011.

SZKLO, A.; ULLER, V. C.; BONFÁ, M. H. P. **Fundamentos do refino de petróleo: tecnologia e economia**. 3^a. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

TERTZAKIAN, P.; HOLLIHAN, K. **The end of energy obesity: breaking today's energy addiction for a prosperous and secure tomorrow.** Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2009.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TREVIZAN, K. 1 ano após greve dos caminhoneiros, economistas apontam incertezas que ainda persistem. **G1 Economia**, 19 Maio 2019. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/05/19/1-ano-apos-greve-dos-caminhoneiros-economistas-apontam-incertezas-que-ainda-persistem.ghtml>>. Acesso em: 07 Novembro 2019.

WALTERS, C. C. The Origin of Petroleum. In: HSU, C. S.; ROBINSON, P. R. **Practical Advances in Petroleum Processing.** New York: Springer, v. I, 2006. Cap. 2, p. 79-101.

APÊNDICE A – EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL

Enquanto o Brasil ainda era Colônia, todos os recursos minerais constituíam propriedade exclusiva da Coroa Real Portuguesa. Os cidadãos interessados na exploração mineral dependiam da autorização do rei e estavam sujeitos ao pagamento do quinto (20%) do material extraído, e mais tarde, a partir do Alvará de 13 de maio de 1803, ao pagamento do dízimo (10%), pela regalia de poder explorar as terras da Coroa, motivo pelo qual esse sistema é conhecido como regime regaliano (RIBEIRO, 2005).

Com a independência do Brasil, novas leis foram criadas. No caso específico da exploração mineral, foi publicada, em outubro de 1823, a lei que ratificou as legislações anteriores, inclusive as que tratavam das questões minerárias. Dessa forma, o Brasil passou a incorporar todos os seus bens e os direitos sobre eles (RIBEIRO, 2005).

Em 1824, foi promulgada a Primeira Constituição do Brasil, orientada por inspirações liberais e baseada em menor autonomia do Estado para interferir na atividade econômica (ALBUQUERQUE JÚNIOR, 2007). A Carta Imperial adotava o seguinte regime de propriedade, conforme Inciso XXII do art. 179:

E'garantido o Direito de Propriedade em toda a sua plenitude. Se o bem publico legalmente verificado exigir o uso, e emprego da Propriedade do Cidadão, será elle préviamente indemnizado do valor della. A Lei marcará os casos, em que terá logar esta unica excepção, e dará as regras para se determinar a indemnização (BRASIL, 1824).

O texto mostra a influência do modelo liberal da época, que tem como um de seus fundamentos básicos o direito de propriedade. “A plenitude legitimada baseava-se na ideia de que é preferível o prejuízo obtido pela negligência do proprietário do que a violação de seu domínio pelo Estado” (ALBUQUERQUE JÚNIOR, 2007).

Porém, a Constituição de 1824 não fazia referência aos recursos do subsolo, o que causou polêmicas. Isso significava, para alguns juristas, conforme Ribeiro (2005), “o fim do direito do Estado à propriedade minerária, que passaria a integrar a propriedade do solo, como seu acessório, inaugurando, assim, o sistema de acessão”.

Entretanto, como a Constituição de 1824 subordinara o direito de propriedade às leis anteriores, o regime de acessão²⁷ não foi reconhecido, passando os bens minerários a integrar o patrimônio do Estado brasileiro. A exploração dos bens minerários, porém, dependia de concessão de autorização do Imperador, de acordo com os interesses do País. Era, portanto, o regime dominial²⁸ em oposição ao regime regaliano²⁹, já citado, que prevaleceu no período anterior. Ribeiro (2005) comenta que “a distinção entre os dois sistemas é meramente acadêmica, pois na prática ambos os regimes se confundem”.

Em 1858, o Marquês de Olinda assinou o Decreto nº 2.266, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene, às margens do Rio Marau, na Bahia (THOMAS, 2001). Em 1864, foi assinado o Decreto nº 3.352-A que faz a primeira menção à exploração de petróleo no Brasil, e concedia a Thomas Denny Sargent a permissão, pelo prazo de 90 anos, para extrair turfa, petróleo e outros minerais nas comarcas de Camamu e Ilhéus, também na Bahia (DIAS e QUAGLINO, 1993).

Após a concessão à Thomas Sargent, surgiram os primeiros conflitos entre os proprietários das terras onde se localizavam as jazidas de petróleo e os detentores das concessões. Muitos proprietários locais apresentaram reclamações formais ao Imperador, reivindicando a exclusão de suas terras da concessão.

Ribeiro (2005) destaca que, na Constituição de 1891, promulgada após a Proclamação da República, em 1889, “predominou o individualismo liberal, refletindo a força da burguesia rural brasileira, que compôs, com as Forças Armadas, a oposição ao regime imperial, extinguindo-o”.

²⁷ No regime de acessão, o interesse do particular se sobrepõe ao interesse público, representado pela necessidade de mobilizar os bens minerais, como fator de criação de riqueza para toda a sociedade. Nesse aspecto, a mobilização dos bens minerais depende exclusivamente da vontade do proprietário do solo, vigorando no Brasil da Proclamação da República até a Constituição de 1934.

²⁸ O regime dominial entrou de fato em vigor a partir da Constituição de 1934, que atribuiu a propriedade do subsolo ao Estado, como patrimônio de toda a Nação. O aproveitamento dos minerais pressupõe duas etapas bem distintas, a pesquisa e a lavra, ambas atribuídas aos interessados, mediante autorização (pesquisa) ou concessão (lavra), inobstante seja possível perceber que ambos os direitos poderiam ser outorgados mediante concessão.

²⁹ O regime regaliano é vinculado ao sistema de governo monárquico, onde o domínio sobre as jazidas era atribuído ao soberano ou à Coroa. Sendo assim, o relacionamento do monarca com as jazidas ocorreu como se o bem mineral fosse uma coisa como outra qualquer. Desse modo, os direitos inerentes à propriedade eram exercidos de forma plena, já que o aproveitamento das jazidas poderia ser concretizado diretamente pelo monarca, ou mediante concessão, doação, arrendamento ou compra e venda.

O texto dessa Constituição modificou radicalmente as premissas legais da atividade minerária no Brasil, inclusive da exploração de petróleo (DIAS e QUAGLINO, 1993) Expressava maior preocupação com o direito de propriedade, principalmente no que tange à propriedade intelectual e à propriedade do subsolo, notando-se um rompimento com o sistema domínial adotado no Império (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Por influência do modelo liberal dos EUA, o sistema de acessão adotado naquele país foi o empregado no Brasil, e estabelecia que o proprietário da terra passava a ser também o proprietário do subsolo (STF, 2005). A Constituição de 1891 estabelecia, conforme o § 17 do art. 72 que:

O direito de propriedade mantém-se em toda a sua plenitude, salva a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria (BRASIL, 1891).

Dessa forma, o sistema de acessão ou sistema fundiário foi implantado, embora o dispositivo constitucional não reconhecesse a posse absoluta, pois deixava margem ao indicar: “salvas as limitações que forem estabelecidas por lei” (RIBEIRO, 2005).

Com a implantação do sistema de acessão, reduzia-se consideravelmente a extensão das terras públicas sob jurisdição da União. Dessa forma, as concessões para a exploração mineral passavam para o controle dos Estados da Federação. De uma só vez, transferia-se imenso patrimônio da União para os proprietários das terras e para os Estados a responsabilidade pelas políticas de estímulo ao desenvolvimento da mineração (DIAS e QUAGLINO, 1993).

Apesar do termo já ter sido utilizado nas concessões da época do Império, as primeiras notícias sobre pesquisas diretamente relacionadas à exploração de petróleo ocorreram em 1891, em Alagoas, em decorrência da existência de sedimentos argilosos betuminosos no litoral. O primeiro poço com o intuito único e exclusivo de encontrar petróleo, porém, foi perfurado, em 1897, em Bofete, São Paulo, mas sem muito sucesso, uma vez que sua produção era de apenas 0,5 m³ de óleo. Destaca-se que o poço tinha 488 metros de profundidade (THOMAS, 2001).

Em 1907, foi instituído o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB, que passou, também, a realizar pesquisas em busca de petróleo, e perfurou mais de 60 poços, em vários estados do país, a maioria dos projetos, sem sucesso (CARDOSO, 2005).

Em 1916, foi promulgado o Código Civil Brasileiro, que atribuiu grande importância ao sistema de acesso, levando à definição dos limites previstos na Constituição, conforme apresentado no art. 526:

A propriedade do sólo abrange a do que lhe está superior e inferior em toda a altura e em toda a profundidade, uteis ao seu exercício, não podendo, todavia, o proprietário oppor-se a trabalhos que sejam empreendidos a uma altura ou profundidade taes, que não tenha elle interesse algum em impedi-los (BRASIL, 1916).

Pires (2000) destacou que o Código Civil “filiou-se à corrente germânica que restringe a projeção vertical do solo ao interesse efetivo do proprietário ou à utilidade do seu aproveitamento” e que, sendo assim, o proprietário passou a ter direito sobre o espaço aéreo e também sobre o subsolo, mas não poderia opor-se aos trabalhos realizados dentro desses espaços, caso não tivesse interesse de impedi-los.

Em 1921, foi promulgada a Lei n.º 4.256, chamada “Lei Simão Lopes”, considerada o primeiro Código de Minas da República, facultando a qualquer cidadão residente no país ou à empresa nele organizada a realização de pesquisa mineral. O art. 21 da referida lei determinava que, por meio de um “manifesto do descoberto”, o descobridor da jazida mineral poderia solicitar a separação da propriedade de minas da propriedade do solo. No entanto, o proprietário da terra tinha sessenta dias para concorrer à inscrição do manifesto para garantir a prioridade na exploração dos recursos minerais (PIRES, 2000).

Em 1932, uma importante iniciativa privada começava seus trabalhos na busca por petróleo. O alagoano Edson de Carvalho e o paulista J. B. Monteiro Lobato (o escritor de livros infantis), fundaram a Companhia Petróleos do Brasil (ONIP, 2003).

Monteiro Lobato havia acabado de retornar dos EUA, onde residiu por quatro anos, e estava encantado com o progresso daquele país. Ao fundar sua companhia petrolífera, Lobato acreditava que poderia levar o Brasil a um tipo de desenvolvimento, semelhante ao observado no exterior, e ainda se firmar como empresário e empreendedor (CHIARADIA, 2016).

Em busca do seu objetivo, Monteiro Lobato atuou em várias frentes. Alimentou debates na imprensa, palestrou sobre a importância dos empreendimentos petrolíferos nacionais, participou diretamente da fundação de três companhias petrolíferas – além da já citada Companhia Petróleos do Brasil, Companhia de Petróleo Nacional, em 1936, e Companhia

Mattogrossense de Petróleo, em 1938 –, realizou prospecção de petróleo, e escreveu artigos e livros sobre o tema (CHIARADIA, 2016).

Sua paixão pelo assunto, rendeu-lhe frutos extremos: por um lado, foi o grande responsável por suscitar a discussão sobre o tema e escrever três obras da literatura, recordistas de tiragem e referências sobre a saga do petróleo: *A Luta pelo Petróleo* (de Essad Bey, 1935), *O Escândalo do Petróleo* (1936) e *O Poço do Visconde* (1937). No outro extremo, no entanto, sua atuação na Campanha do Petróleo colocou-o em choque com o governo de Getúlio Vargas, e foi, inclusive, preso, ficando em reclusão de janeiro a junho de 1941 (CHIARADIA, 2016).

A Constituição da República de 1891 tinha cunho nitidamente liberal e perdurou por quarenta e três anos. Com o passar do tempo, foi observada uma evolução do pensamento político brasileiro voltadas a constituição de um Estado com papel interventor, que foi refletido na Constituição da República de 1934, a primeira a tratar da ordem econômica em seu texto, de forma separada e a ampliar o papel do Estado como instrumento de promoção social (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Referente à indústria do petróleo, a Carta Magna de 1934 rompeu com o sistema fundiário, estabelecido em 1891, e adotou o sistema dominial que novamente separava a propriedade da superfície do subsolo, conservando o direito do proprietário sobre a superfície, como indica o texto do art. 118:

As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial (BRASIL, 1934).

Ainda previa o art. 119 que “o aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei”. Observa-se também que em seu § 1º do art. 119, “as autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil” (BRASIL, 1934).

Em 1934, por meio do Decreto nº 23.979, foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, uma das primeiras iniciativas brasileiras com a finalidade de fomentar a produção mineral no país. O órgão tinha como função executar pesquisas minerais, realizar estudos sobre minérios, minerais, rochas, combustíveis e outras substâncias, emitir pareceres

sobre pedidos de autorização para concessão de lavras, fiscalizar a pesquisa e a lavra das jazidas minerais (PIRES, 2000).

A Constituição da República de 1937 manteve o sistema para a exploração dos recursos do subsolo que tinha sido estabelecido na Constituição de 1934, sendo que a concessão de direito de lavra foi substituída por uma autorização para a exploração das minas por particulares. Outra modificação importante foi que estava vedada por completo a participação de estrangeiros nesta atividade (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Em 1938, por meio do Decreto-Lei nº 395, art. 4º, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo – CNP, organismo autônomo subordinado diretamente ao Presidente da República. Além disso, declarou de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo (art. 1º) e nacionalizou a indústria de refino do petróleo importado ou de produção nacional (BRASIL, 1938).

No mesmo ano, por meio do Decreto nº 538, ao regulamentar as atribuições do CNP, o governo federal estendeu o poder desse órgão à questão de tributos sobre o setor petrolífero, da mesma forma como já havia feito com relação aos preços de derivados de petróleo, ficando o Estado sujeito à autorização do CNP para realizar o refino do petróleo (DIAS e QUAGLINO, 1993).

A criação do CNP, que tinha como competência avaliar os pedidos de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo, representou o ápice da política do Presidente Getúlio Vargas para o setor petrolífero, assumindo um papel de grande relevância no fim da década de 1930 como órgão regulador das atividades relativas ao abastecimento nacional de petróleo (BRAGA, 2012).

A descoberta de petróleo em Lobato, na Bahia, em 1939, incentivou o CNP a continuar as pesquisas na região do Recôncavo Baiano e, em 1941, foi perfurado o primeiro poço comercial em Candeias. Outras descobertas, na Bahia, se seguiram, ao mesmo tempo em que o CNP ampliava suas atividades para outros estados brasileiros (CARDOSO, 2005).

Ainda em 1941, o Presidente Getúlio Vargas lançou o Código do Petróleo por meio do Decreto-Lei nº 3.236, para disciplinar o regime legal das jazidas brasileiras de petróleo e de gás natural. A União poderia reservar zonas supostamente petrolíferas, onde não se outorgaria autorizações de pesquisa e lavra. O Código do Petróleo foi importante para o fortalecimento do CNP, como órgão fiscalizador, uma vez que as atividades de pesquisa e lavra passaram a depender da autorização prévia desse órgão (BRAGA, 2012).

A Constituição de 1946 conservou o sistema dominial de propriedade, sendo ainda necessária autorização ou concessão federal para o aproveitamento dos recursos minerais; consolidou o princípio adotado nas Constituições de 1934 e de 1937, em que distinguiam a propriedade do solo da propriedade do subsolo para o efeito de exploração ou aproveitamento dos recursos minerais; e abriu às empresas estrangeiras as atividades de pesquisa e exploração mineral, submetidas às leis brasileiras (BRAGA, 2012).

Após as descobertas e o início da produção de petróleo na Bahia, as perfurações continuaram em ritmo lento, mesmo com o aumento crescente da demanda por petróleo e derivados no país. A produção nacional, nessa época, era da ordem de 2.700 barris/dia, bem aquém do consumo de 170.000 barris/dia, a maior parte importada na forma de derivados. Diante desse cenário começaram a surgir conflitos de interesses quanto à melhor política a ser adotada para regular a exploração do petróleo. Alguns grupos defendiam a liberdade da iniciativa privada, enquanto outros eram favoráveis a um regime de monopólio estatal (CARDOSO, 2005).

Um dos principais grupos que defendiam o monopólio estatal do petróleo era o Centro de Estudo e Defesa do Petróleo, criado, em 1948, pelo General Horta Barbosa, que foi presidente do CNP até 1943. O objetivo principal desse grupo era centralizar a campanha “O Petróleo é Nosso” e forçar o presidente Getúlio Vargas a criar uma empresa estatal petrolífera. Em 1951, foi enviado ao Congresso o PL nº 1.516/51 pelo presidente Getúlio Vargas, que tramitou por 22 meses e se transformou na Lei nº 2.004/53 que criou a PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. e tornou o setor petrolífero de segurança nacional (CAMPOS, 2005).

A Lei nº 2.004/53, no seu art. 1º, instituiu o monopólio da União sobre a pesquisa, a lavra, o refino, o transporte marítimo de petróleo, seus derivados e gases raros, dentre outras atividades vinculadas à indústria do petróleo. De acordo com o art. 2º, caberia ao CNP orientar e fiscalizar as atividades decorrentes do monopólio e à Petrobras e suas subsidiárias, executar o monopólio (BRASIL, 1953).

Após ser instituída, a Petrobras deveria ampliar suas ações com o objetivo de aumentar a exploração e a produção de petróleo, construir e operar novas refinarias e aumentar a produção nacional de derivados de petróleo, a fim de reduzir a dependência externa de petróleo e de combustíveis. A Petrobras, porém, se deparou com uma aguda escassez de profissionais especializados na área: engenheiros, geólogos, geofísicos e químicos, essenciais às atividades petrolíferas (MORAIS, 2013), o que motivou o presidente Getúlio Vargas a contratar o geólogo

norte-americano Walter Link, para chefiar a área de exploração. Sua experiência como ex-gerente de exploração da Standard Oil proporcionou ideias precursoras para a indústria do petróleo no Brasil, além da sua contribuição para se investir no corpo técnico da empresa, algo que até então não havia despertado a preocupação dos profissionais brasileiros (CARDOSO, 2005).

Como não havia no Brasil instituições de ensino capazes de formar profissionais com esse perfil, a Petrobras criou, em 1955, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo – CENAP, com duas áreas: o Setor de Cursos de Petróleo, voltado à capacitação profissional; e o Setor de Análises e Pesquisa, com uma equipe destinada à pesquisa de novas tecnologias. Em 1966, o CENAP foi substituído pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello – CENPES, que passou a exercer, exclusivamente, atividades de pesquisa e desenvolvimento da empresa (MORAIS, 2013).

Nos primeiros anos de atuação da Petrobras, a produção de petróleo brasileiro concentrava-se na região do Recôncavo Baiano. O geólogo Walter Link, dispondo de uma quantidade crescente de recursos financeiros e humanos, iniciou um ambicioso programa de exploração de petróleo em várias regiões do Brasil. Após seis anos à frente do Departamento de Exploração da Petrobras, Link tinha conseguido grande volume de dados acerca das bacias sedimentares brasileiras, algumas descobertas adicionais na região do Recôncavo Baiano e a promessa, ainda por ser confirmada, da bacia Sergipe-Alagoas (DIAS e QUAGLINO, 1993).

A participação da produção brasileira de petróleo no total consumido, após crescer rapidamente até 1959, estacionou em valores pouco acima dos 40% da demanda e começou a diminuir, a partir de 1962. O programa expansionista de Link precisava ser revisto. Profissionais brasileiros e norte-americanos, que vieram junto com Link ao Brasil, foram chamados a dar seu parecer em relação ao potencial de reservas petrolíferas da região que haviam explorado. As conclusões do relatório final confrontaram um dos maiores mitos nacionalistas, a de que havia abundância de petróleo no território nacional (DIAS e QUAGLINO, 1993).

Tais conclusões, porém, eram vistas por alguns como de exagerado pessimismo, e se pensava também que era hora de substituir os profissionais estrangeiros pelos profissionais brasileiros na condução dos programas exploratórios. Dessa forma, sendo constantemente confrontado, Walter Link pediu demissão em 1961 contra argumentando que até então havia sido feito pouco trabalho de detalhe para justificar uma condenação tão irrestrita. Muito trabalho ainda precisava

ser feito na bacia produtora da Bahia e na bacia promissora de Sergipe-Alagoas. Do ponto de vista prático, após a saída de Link, o nível superior de atividade foi mantido na Bahia e ocorreu um aumento significativo dos trabalhos na bacia Sergipe-Alagoas, onde foram feitas importantes descobertas, como a de Carmópolis em 1963, as primeiras a abrirem horizontes realmente novos fora do Recôncavo Baiano (DIAS e QUAGLINO, 1993).

Em 1964, após um golpe, os militares ascenderam ao poder e, apesar de manter a Constituição de 1946 em vigor, por algum tempo, ela não atendia às suas necessidades. Em quinze anos, de 1946 a 1961, apenas três emendas haviam sido feitas, mas de 1961 a 1966, o número de emendas chegou a vinte e uma (VAINER, 2010).

A partir de 1964, os chamados Atos Institucionais, usados como mecanismos de legitimação e legalização das ações políticas dos militares, já haviam praticamente anulado o texto da Constituição de 1946 e, em 24 de janeiro de 1967, foi outorgada uma nova constituição que, sob o argumento de preservar a segurança nacional, conferiu amplos poderes ao Poder Executivo Federal, na figura do Presidente da República (VAINER, 2010).

Sobre a atividade do setor de petróleo, a Constituição de 1967 foi a primeira a tornar o monopólio matéria constitucional. O art. 162 desta carta estabeleceu que “a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei” (BRASIL, 1967). Além disso, foi mantido o sistema dominial em relação às jazidas, minas e demais recursos minerais, somente sendo outorgado à brasileiros ou à sociedades formadas no país, a exploração das minas e jazidas (PIRES, 2000).

As atividades da Petrobras retornaram à normalidade em pouco tempo e a transição dos trabalhos exploratórios para o mar adjacente às bacias costeiras começaram a avançar. Tornava-se cada vez mais claro que descobertas como as do campo de Carmópolis (bacia Sergipe-Alagoas) não iriam se repetir nas bacias terrestres. O avanço para o mar dependia, por sua vez, de uma grande agressividade gerencial e de novo esforço para a capacitação dos profissionais.

Concomitantemente, a prospecção em terra começou a diminuir de ritmo, e foram direcionados esforços para a prospecção no mar, apesar das incertezas envolvidas. Tal decisão foi tomada em uma época em que o preço do petróleo era muito baixo (DIAS e QUAGLINO, 1993).

Desde 1961, a Petrobras vinha procurando petróleo no mar com as primeiras perfurações na faixa litorânea compreendida entre o Estado do Maranhão e o do Espírito Santo, com resultados não foram animadores. A pesquisa concentrou-se na plataforma continental, porção do leito marinho de até 200 metros de profundidade à margem do continente. Ainda assim, a experiência adquirida foi fundamental para o desenvolvimento de tecnologias de exploração de petróleo off-shore (PETROBRAS, 2013).

Em setembro de 1968, foi anunciada a primeira descoberta de petróleo no mar brasileiro. O Campo de Guaricema, em Sergipe, a 80 metros de profundidade, o que foi considerado como uma mostra do potencial da plataforma continental brasileira. A primeira plataforma de perfuração, a P-1, foi fundamental para testar as primeiras tecnologias desenvolvidas para a exploração de petróleo nos campos marítimos (PETROBRAS, 2013).

Outros campos foram encontrados na costa do Estado de Sergipe: Dourado (1969), Camorim (1970) e Caioba (1971) e as descobertas incentivaram o incremento das prospecções nas bacias sedimentares da costa marítima do Nordeste brasileiro, resultando em novas descobertas, como os campos de Ubarana, no Rio Grande do Norte e Robalo, em Alagoas (1973); o campo de Mero, em Sergipe (1974) e o campo de Xaréu, no Ceará (1976) (MORAIS, 2013).

A prospecção na bacia de Campos foi iniciada em 1968, e levou à descoberta do Campo de Garoupa, em 1974, o primeiro campo da mais importante bacia sedimentar do Brasil. Após essa descoberta seguiram-se os campos de Pargo30, Badejo e Namorado (1975); Enchova (1976), e Bonito e Pampo (1977) (MORAIS, 2013).

Apesar das descobertas no final da década de 1960 e início dos anos 1970, para um poço entrar em operação e começar a produzir, ainda foram necessários alguns anos de preparação. A produção no campo de Guaricema somente foi iniciada, em 1973, cinco anos após o campo petrolífero ter sido descoberto (MORAIS, 2013).

As crises do petróleo na década de 1970 impactaram profundamente o mercado nacional, que ainda era extremamente dependente de importações de petróleo, dada a importância desse insumo para os setores industrial e de transportes brasileiros. A elevação do preço do petróleo bruto elevou os preços finais de produtos nacionais, tornando-os menos competitivos no

³⁰ Primeiro campo gigante encontrado no Brasil.

mercado internacional, contribuindo para o aumento do déficit na balança comercial do país. Além disso, a primeira crise do petróleo, em 1973, trouxe de volta a inflação, que vinha decrescendo desde a década de 1960 (FRIEDRICH e TORRES, 2012).

Para piorar a situação, a primeira crise do petróleo coincidiu com o crescimento do consumo de petróleo no Brasil e com o declínio da produção nacional, uma vez que, até então, a política petrolífera brasileira dava ênfase às atividades do downstream (refino e distribuição) e os campos recém descobertos no mar não tinham entrado em produção. Apesar dos esforços da Petrobras, era evidente a vulnerabilidade brasileira decorrente da falta de investimentos no setor de exploração e produção (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Neste cenário de crise e de elevação do preço do petróleo cru no mercado mundial, o governo brasileiro começou a estudar alternativas que permitissem expandir e acelerar o processo de prospecção e exploração de novos campos. Dessa forma, a alternativa encontrada foi a celebração de contratos de serviço com risco entre a Petrobras e empresas petrolíferas multinacionais e nacionais (PIRES, 2000).

Os contratos de risco celebrados no Brasil, como aponta Cunha (1995), tinham as seguintes e relevantes características:

- i) a exploração, a avaliação e o desenvolvimento são efetuados e financiados pela empresa contratante de risco;
- ii) a produção é conduzida pela Petrobras, executora do monopólio estatal do petróleo
- iii) o pagamento à contratante somente ocorrerá caso haja produção comercial e até o limite da receita líquida do campo por ele descoberto e desenvolvido, para efeito de reembolso de seus gastos, que são auditados e aprovados pela executora do monopólio. Além disso, há uma remuneração em dólares, proporcional à produção alcançada;
- iv) todos os dados técnicos, os ativos e o petróleo pertencem à Petrobras.

À época em que o presidente Ernesto Geisel autorizou a assinatura dos contratos de risco, havia uma grande parcela da opinião pública nacional que se formava na certeza de que “o petróleo é nosso”, e de que só poderia ser nosso com o monopólio estatal e foi preciso esclarecer que as áreas destinadas aos contratos de risco eram todas “marginais”: na plataforma continental com

profundidades acima dos 200 metros sob a justificativa de que a Petrobras ainda não tinha a tecnologia necessária para explorar esses campos; ou em áreas remotas onde a Petrobras já havia praticamente descartado a possibilidade de encontrar petróleo, como o vale do Rio Paraná ou o Pantanal do Mato Grosso (KUCINSKI, 1975).

Kucinski (1975) destacou, ainda, que os principais argumentos favoráveis aos contratos de risco eram os que falavam da inutilidade de se manter no subsolo um petróleo que a Petrobras não iria encontrar tão cedo. Todos os recursos da estatal brasileira já estavam voltados para o litoral do Nordeste e para a bacia de Campos, numa verdadeira corrida contra o tempo. Nos anos que se seguiram, o Brasil ainda importava cerca de 70% do petróleo consumido e não seria possível recuperar o atraso, agravado pela crise do petróleo de 1973. O autor afirmou, por esse motivo, que a celebração dos contratos de risco não se devia à incapacidade tecnológica da Petrobras, mas sim a uma situação conjuntural aguda, e que poderia se agravar, caso as tensões no Oriente Médio se intensificassem e o preço do petróleo voltasse se elevar, como, de fato, ocorreu no final da década de 1970.

Apesar do insucesso dos contratos de risco, eles caracterizaram uma tentativa do regime militar em atrair investimentos estrangeiros para o setor petrolífero brasileiro³¹. A assinatura de tais contratos foi o primeiro indício das mudanças que viriam a ocorrer com o monopólio estatal, a partir da publicação da Emenda Constitucional de 1995, que tratava do tema (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Além dos contratos de risco, merece destaque outra importante tentativa do governo militar para minimizar a dependência e a vulnerabilidade que o mercado nacional enfrentava frente ao petróleo importado: o Programa Nacional de Álcool – Proálcool, que foi criado em 1975 e tinha como escopo incentivar a oferta do álcool no mercado (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

O Proálcool, diferentemente dos contratos de risco, conseguiu atingir seu objetivo, que era o de reduzir a dependência externa de derivados de petróleo, criando uma alternativa viável à

³¹ De 1976 a 1988 foram celebrados 243 contratos de risco, 156 com 32 empresas estrangeiras e 87 com 11 empresas brasileiras. Entre as estrangeiras, apenas a Pecten Brazil Exploration Company descobriu e desenvolveu o campo de gás natural de Merluza. E a única empresa nacional a ter sucesso foi a Azevedo & Travassos Petróleo S.A. que descobriu quatro campos terrestres no Rio Grande do Norte (CUNHA, 1995).

gasolina. Em contrapartida, o programa era dependente de incentivos governamentais (FRIEDRICH e TORRES, 2012)³².

A partir de 1978, o governo militar iniciou uma gradual abertura política, com a volta do multipartidarismo e a convocação de eleições diretas para governadores estaduais, em 1982.

Em 1984, inicia-se o movimento das “Diretas Já”, com o objetivo de fazer pressão sobre o Congresso Nacional para aprovar Emenda Constitucional que previsse eleições diretas para Presidente da República. Esse movimento mobilizou grandes manifestações em todo o país tendo contribuído para o processo de redemocratização do país. Em 1984, o Brasil passa a ter um presidente civil, Tancredo Neves, escolhido por eleição indireta³³ (GROFF, 2008).

Em 1985, foi convocada uma Assembleia Nacional Constituinte, cujo trabalho resultou na promulgação da nova Constituição da República Federativa do Brasil, em 5 de outubro de 1988, que, por suas características progressistas e contendo forte conteúdo social e ambiental, foi chamada por Ulysses Guimarães³⁴ de “Constituição Cidadã” (GROFF, 2008).

Vainer (2010) destacou que “de fato, a Constituição de 1988 expressa bem os anseios da sociedade no período em que foi promulgada” e que “após 20 anos de ditadura e violação aos direitos humanos, a Carta Política de 1988 consagrou em especial os direitos individuais”.

Em relação ao sistema de propriedade adotado, no texto original da Constituição da República de 1988, nos termos do art. 176, foi mantido o regime dominial que distingue a propriedade do solo da propriedade dos recursos do subsolo, permitindo à União, proprietária dos recursos minerais, assinar contratos de concessão de exploração de tais recursos, tanto com empresas públicas, quanto privadas (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

³² Deve-se destacar, que o Proálcool teve importante papel na estratégia energética para o desenvolvimento sustentável, visto a utilização em larga escala da tecnologia dos motores *flex fuel* nos automóveis nos dias atuais (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007), pois, além de se tratar de combustível renovável, ainda contribuiu para a redução da emissão de poluentes atmosféricos.

³³ Tancredo Neves, eleito pelo voto indireto, não pôde tomar posse como Presidente da República, em 15 de março de 1985, por motivo de saúde, vindo a falecer cerca de um mês depois. No período que antecedeu a morte de Tancredo, seu Vice-presidente José Sarney ocupou interinamente o cargo, permanecendo na Presidência até março de 1990, quando Fernando Collor, eleito pelo voto direto, assumiu o cargo.

³⁴ Ulysses Guimarães liderou novas campanhas pela redemocratização do Brasil, como as "Diretas Já". Em 1º de fevereiro de 1987, tomou posse como presidente da Assembleia Nacional Constituinte, responsável por elaborar a nova Constituição democrática da República, após 21 anos de ditadura militar.

Além disso, manteve os princípios adotados pela Constituição de 1967, ao garantir ao proprietário do solo a participação nos resultados da lavra. Também estabeleceu regras sobre a exploração das riquezas minerais que se encontrassem em terras indígenas (BRAGA, 2012).

A Assembleia Constituinte de 1988 foi marcada pelas crises internacionais do petróleo e pelo receio de que os contratos de risco não fossem os mais adequados para os interesses do país (STF, 2005). Dessa forma, a redação original da Constituição Federal de 1988 relacionou a exploração de petróleo, conforme consta no art. 177:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º.

§ 2º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional.

Como evidencia o § 1º do art. 177, estava vedada a assinatura de novos contratos de risco para a prospecção do petróleo pela Petrobras. A Petrobras, única operadora das atividades monopolizadas, arcaria com os investimentos, riscos e com os resultados, além do ônus de se responsabilizar pela totalidade do abastecimento de petróleo e derivados em todo o território nacional (BARRETO, 2005).

Desde o final da década de 1980, argumentos a favor da quebra do monopólio e da privatização total da Petrobras começaram a ganhar força (DIEESE, 2013). Nessa época os ideais neoliberais chegaram ao Brasil, fruto da crise fiscal do Estado ocorrida na chamada “década perdida” (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007). Inicia-se o processo de redução do financiamento público em termos de investimento em áreas controladas pelas estatais, como as telecomunicações, petróleo e eletricidade e, de acordo com o governo federal³⁵, fazia-se necessário o recuo do Estado, exatamente pela incapacidade de fazer investimentos. O capital privado foi convocado e iniciou-se o processo de privatização das estatais brasileiras (JOBIM, 2005).

Sendo assim, em um contexto de endividamento do país, foi realizada uma revisão da Constituição de 1988, em 1995, como parte do processo liberal iniciado no Governo Collor de Mello, seguido pelo Governo Fernando Henrique, concentrando-se na redução da dimensão do Estado e de sua intervenção na economia (BRAGA, 2012).

A Emenda Constitucional nº 9, de 1995, foi aprovada em 09 de novembro daquele ano, sob os argumentos de “expurgar do texto constitucional os elementos que se afiguram limitadores do desenvolvimento econômico” e “conferir à legislação ordinária a possibilidade de conformar a indústria de petróleo ao modelo energético requerido pelo estágio de desenvolvimento do país” como é possível se ler na Exposição de Motivos nº 39, de 16 de fevereiro de 1995:

Em obediência à orientação de Vossa Excelência no sentido de expurgar do texto constitucional os elementos que se afiguram limitadores do desenvolvimento econômico e restritivos às alterações da política governamental, pretende-se conferir à legislação ordinária a possibilidade de conformar a indústria de petróleo ao modelo energético requerido pelo estágio de desenvolvimento do País.

2. A Emenda vem a flexibilizar o monopólio do petróleo de forma que a União possa contratar com empresas privadas a realização das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, refino do petróleo, importação e exportação de petróleo, gás e derivados, bem como o transporte marítimo de petróleo, derivados e gás natural, inclusive por meios de dutos. Assevere-se que a lei ordinária deverá regular as condições e relações contratuais concernentes. Nesta medida, a flexibilização a ser implementada em nível infraconstitucional, implica a ampliação da competência do

³⁵ A proposta de privatização das empresas públicas, que se efetivou ao longo do governo Fernando Henrique Cardoso, representou o ápice, à época, da aplicação do modelo neoliberal.

Poder Legislativo na discussão dos rumos da política governamental voltada para o setor do petróleo.

3. Tal flexibilização permitirá a atração de capitais privados para determinadas atividades em que se requer a expansão dos investimentos em volume insuscetível de financiamento exclusivo por parte da Petrobras. A título de exemplo, a União poderá celebrar contratos de riscos na pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, levando em conta a sistemática atualmente adotada nas principais fronteiras petrolíferas do mundo (como no Mar do Norte). Poderão também ser autorizadas por lei a realização de joint ventures e parcerias da Petrobras com empresas privadas em empreendimentos específicos de maior porte, como no caso da construção da nova refinaria do NE.

4. Julgamos, Senhor Presidente, que a alteração composta irá ao encontro do projeto de desenvolvimento econômico e social propugnado por Vossa Excelência, manifestando-se compatível com a construção de uma economia mais aberta, dinâmica e competitiva.

Dessa forma, a EC nº 9/1995 modificou o art. 177 da Constituição, aprovada com a seguinte redação:

"Art. 177

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei."

Art. 2º Inclua-se um parágrafo, a ser enumerado como § 2º com a redação seguinte, passando o atual § 2º para § 3º, no art. 177 da Constituição Federal:

.....

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União".

Art. 3º É vedada a adoção de medida provisória para a regulamentação da matéria prevista nos incisos I a IV e dos §§ 1º e 2º do art. 177 da Constituição Federal.

Cardoso (2005) lembra que a emenda não acabou com o monopólio da União no que tange ao petróleo e as atividades relacionadas a ele. O que houve foi que a União passou a poder contratar empresas estatais ou privadas, colocando fim à exclusividade da Petrobras no exercício do monopólio. Albuquerque Júnior e Araújo (2007) explicam que o que houve foi uma flexibilização do monopólio estatal, mais relacionado, nesse momento, a um monopólio de escolha do Poder Público, já que este é quem detinha o poder de decidir, com exclusividade, quem exerceria tal atividade.

A EC nº 9 de 1995 previu, ainda, a implementação, por lei ordinária, da garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional, as condições de contratação e a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União (ALBUQUERQUE JÚNIOR e ARAÚJO, 2007).

Em 5 de julho de 1996, a Presidência da República enviou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 6/97, com o objetivo de regular as atividades relativas ao monopólio do petróleo. O governo deixou transparecer no projeto de lei seu interesse em abrir a exploração de petróleo e gás natural à iniciativa privada e em reduzir o controle a que a Petrobras estava sujeita pelo fato de ser uma sociedade de economia mista. O objetivo era permitir que a empresa competisse com outras companhias em condições iguais, já que não teria mais a exclusividade do exercício do monopólio (AJAJ, 2007).

Dentre as alterações propostas, estavam a criação do procedimento licitatório simplificado para que a Petrobras tivesse maior liberdade de atuação, a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP, que seria o órgão responsável pela gestão do monopólio do petróleo e do gás natural, e a criação do Conselho Nacional de Política do Petróleo – CNPP, como órgão de assessoramento direto do Ministro das Minas e Energia na elaboração das diretrizes da política do petróleo e gás natural (AJAJ, 2007).

Após ser aprovada na Câmara e no Senado Federal, a Lei Federal nº 9.478/1997 foi sancionada pelo Presidente da República, em 7 de agosto daquele ano (AJAJ, 2007). A Lei do Petróleo, como ficou conhecida, ratificou a propriedade da União sobre os reservatórios de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, criou a Agência Nacional do Petróleo — ANP e o Conselho Nacional de Política Energética — CNPE. À ANP foi conferida a atribuição de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. O CNPE ficou responsável pelo

assessoramento da Presidência da República, na elaboração das diretrizes da política energética (BRAGA, 2012).

Outras empresas, além da Petrobras, passaram a ter o direito de exercer as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, não importando a origem de seu capital. A definição da empresa com o direito de explorar os blocos de petróleo, por meio de um processo licitatório público, realizado pela ANP, regulada pelo modelo conhecido como “Regime de Concessão”, no qual os hidrocarbonetos pertencem à União somente enquanto estiverem no subsolo, e passam a pertencer a quem os extrai, assim que chegam à superfície (DIEESE, 2013).

Em 2007, a Petrobras encaminhou ofício à Presidência da República relatando a descoberta de um campo petrolífero e de prováveis reservatórios que indicavam grande volume de petróleo e gás natural.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AJAJ, C. **Monopólio do petróleo e a Emenda Constitucional n. 9, de 1995**. São Paulo: Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2007.

ALBUQUERQUE JÚNIOR, H. V. D.; ARAÚJO, L. V. D. **Evolução da indústria do petróleo e gás natural à luz da ordem econômica na constituição de 1988**. Campinas: [s.n.], v. 4, 2007. ISBN 4. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_8_2_0459-2.pdf>. Acesso em: 15 Fevereiro 2016.

BARRETO, C. D. A. Geopolítica do petróleo: tendências mundiais pós-Guerra do Iraque de 2003. Brasil: situação e marco regulatório. In: ROSADO, M. **Estudos e pareceres - direito do petróleo e gás**. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. p. 7-28.

BRAGA, L. P. **O processo de individualização da produção na área do pré-sal e os potenciais problemas práticos advindos da convivência dos três modelos de contratos internacionais de petróleo**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

BRASIL. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1891. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao91.htm>. Acesso em: Agosto 2016.

BRASIL. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1934. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao34.htm>. Acesso em: Agosto 2016.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1967. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/Constituicao/Constituicao67.htm>. Acesso em: Setembro 2016.

BRASIL. CONSTITUIÇÃO POLITICA DO IMPERIO DO BRAZIL (DE 25 DE MARÇO DE 1824). **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1824. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao24.htm>. Acesso em: Agosto 2016.

BRASIL. DECRETO-LEI Nº 395, DE 29 DE ABRIL DE 1938. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1938. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0395.htm>. Acesso em: Janeiro 2017.

BRASIL. LEI Nº 2.004, DE 3 DE OUTUBRO DE 1953. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1953. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htm>. Acesso em: Agosto 2016.

BRASIL. LEI Nº 3.071, DE 1º DE JANEIRO DE 1916. **Palácio do Planalto Presidência da República**, 1916. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L3071.htm>. Acesso em: Agosto 2016.

CAMPOS, A. F. **A reestruturação da indústria de petróleo sul americana nos anos 90**. Rio de Janeiro: URFJ/COPPE, 2005.

CARDOSO, L. C. **Petróleo: do poço ao posto**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

CHIARADIA, K. **Edição de textos fidedigna e anotada das cartas trocadas entre Monteiro Lobato e Charles Frankie (1934-1937)**: edição e estudo da correspondência entre Monteiro Lobato, Charles Frankie e alguns companheiros da Campanha Petrolífera, como Edson de Carvalho. Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Estudos da Linguagem, 2016.

CUNHA, T. A. **O contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil**. Revista de Informação Legislativa, Brasília, n. 127, p. 223-232, julho/setembro 1995.

DIAS, J. L. D. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobrás**. Rio de Janeiro: CPDOC: Petrobras, 1993.

DIEESE. **Os modelos de exploração de petróleo no Brasil e as questões relacionadas ao surgimento do pré-sal: o debate sobre o Campo de Libra.** Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos. São Paulo. 2013.

FRIEDRICH, T. S.; TORRES, P. R. **A regulamentação petrolífera no Brasil: relevância, posição atual e expectativas.** Um estudo a partir da análise das crises do petróleo de 1970 e seus impactos no país. Revista Jurídica, Curitiba, v. I, n. 28, 2012.

GROFF, P. V. **Direitos fundamentais nas Constituições brasileiras.** Revista de Informação Legislativa, Brasília, n. 178, p. 105-129, Abril/Junho 2008.

JOBIM, N. Aspectos jurídicos da abertura do mercado de petróleo. In: ROSADO, M. **Estudos e pareceres - direito do petróleo e gás.** Rio de Janeiro: Renovar, 2005. p. 395-405.

KUCINSKI, B. **O grande debate em torno dos riscos do "contrato de risco".** Kucinski, 1975. Disponível em: <http://kucinski.com.br/view_materia.php?id_jornalismo=210>. Acesso em: Janeiro 2017.

MORAIS, J. M. D. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore.** Brasília: Ipea, 2013.

ONIP. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. **Situação da sísmica terrestre no Brasil: Projeto ONIPGEO,** Rio de Janeiro, 2003.

PETROBRAS. **Exposição Petrobras em 60 momentos.** Agência Petrobras, 2013. Disponível em: <<http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/index.php>>. Acesso em: Janeiro 2017.

PIRES, P. V. **A evolução do monopólio estatal do petróleo.** Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000.

RIBEIRO, C. L. **Direito minerário: escrito e aplicado.** Belo Horizonte: Del Rey, 2005.

STF. Superior Tribunal Federal. **Voto do Ministro Marco Aurélio para a Ação Direta de Inconstitucionalidade n.º 3.273-9,** 2 Março 2005. Disponível em: <<http://www.stf.jus.br>>. Acesso em: 17 Fevereiro 2016.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2001.

VAINER, B. Z. **Breve histórico acerca das constituições do Brasil e do controle de constitucionalidade brasileiro.** Revista Brasileira de Direito Constitucional - RBDC, São Paulo: ESDC, Julho-Dezembro 2010.

APÊNDICE B – A CRONOLOGIA DA APROVAÇÃO DA LEI 13.365/2016

PLS 131/2015 NO SENADO FEDERAL

19 de março de 2015

O Senador José Serra (PSDB) encaminhou às Comissões de Constituição, Justiça e Cidadania – CCJ, de Assuntos Econômicos – CAE e de Serviços de Infraestrutura – CI, o Projeto de Lei do Senado – PLS nº 131/2015, com o objetivo de alterar a Lei nº 12.351/2010, que estabelecia, como destacado, a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do petróleo do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela fosse responsável pela condução e execução de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção do petróleo dos campos do pré-sal.

O texto original, enviado pelo Senador José Serra, propunha a alteração de quatro artigos da Lei nº 12.351/2010, e da revogação do art 4º, da alínea c do inciso III do art. 10, do art. 14 e do parágrafo único do art. 31, como a seguir:

“Art. 2º

.....

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII - contratado: a empresa ou consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

.....” (NR)

“Art. 15.

.....

IV - a formação do consórcio previsto no art. 20;

.....” (NR)

“Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 1º Em casos de consórcios de empresas que participem de licitação, os direitos e as obrigações patrimoniais dos contratados serão proporcionais à sua participação no consórcio.

§ 2º O contrato de constituição de consórcio deverá indicar a empresa responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.” (NR)

“Art. 30. A empresa ou consórcio operador do contrato de partilha de produção deverá:” (NR)

Segundo o Senador José Serra, a Petrobras recebeu competências e prerrogativas específicas com o marco regulatório do pré-sal de 2010, sobretudo com a aprovação da Lei nº 12.351/2010, dentre elas, a de ser operadora única dos campos do pré-sal, sendo que, nos consórcios que fossem celebrados, a estatal entraria com participação mínima de 30%. O Senador alegou que a exploração do pré-sal teria urgência, pois a oferta interna de petróleo em um futuro próximo dependeria da exploração dessas reservas, sobretudo a partir de 2020, mas que alguns pontos estariam dificultando a plena aplicação dessas competências pela Petrobras.

Na justificativa, o Senador Serra assinalou que a situação econômica da Petrobras, ocasionada, entre outros fatores, pelas investigações que a empresa vinha enfrentando desde meados de 2014, na Operação Lava Jato estava impossibilitando a empresa de assumir todas as responsabilidades na exploração do petróleo do pré-sal que lhe foram atribuídas a partir da Lei nº 12.351/2010 e, dessa forma, o ritmo de exploração e desenvolvimento da produção poderia ser comprometido e ser retardado, trazendo prejuízos para o interesse nacional.

28 de abril de 2015

O Presidente da Comissão, o Senador José Maranhão (PMDB), após a matéria ser recebida pela CCJ e aguardar alguns dias para o recebimento de emendas, designou como Relator o Senador Ricardo Ferraço (PSDB).

20 de maio de 2015

O Relator, Senador Ricardo Ferraço, apresentou o relatório, com voto favorável, ao PLS nº 131/2015.

10 de junho de 2015

O Senador José Serra encaminhou requerimento para tramitação conjunta do PLS nº 131/2015 com o PLS nº 400/2014, por tratarem de matéria correlata. O PLS nº 400/2014 propunha alterar a Lei nº 12.351/2010 para instituir percentual mínimo em relação à produção total para o excedente de óleo destinado à União sob o regime de partilha. A autoria deste PLS foi da Comissão de Serviços de Infraestrutura e tinha como justificativa incluir na Lei nº 12.351/2010 o percentual mínimo de participação da União, e não apenas no edital de licitação, como havia acontecido no caso do leilão do campo de Libra.

6 de junho de 2015

O requerimento para a tramitação em conjunto dos dois projetos de lei do Senado – PLS nº 131/2015 e PLS nº 400/2014 – foi aprovado em Plenário e, dessa forma, o PLS nº 131/2015 perdeu o caráter terminativo, ou seja, a decisão da matéria caberia ao Plenário, e não mais à CCJ, que passaria apenas a fazer recomendação sobre a matéria.

8 de julho de 2015

No Plenário do Senado Federal, vários senadores se posicionaram a respeito do PLS nº 131/2015. O Senador Lindbergh Farias (PT) informou sobre o requerimento assinado por 46 senadores solicitando a retirada da urgência do PLS nº 131/2015, permitindo, assim, melhor análise da matéria pelas comissões do Senado Federal. Da mesma forma, o Senador Randolfe Rodrigues (REDE) anunciou a existência de outro requerimento assinado pelas lideranças partidárias, solicitando também a retirada da urgência da matéria em discussão.

O Senador José Serra prestou esclarecimentos sobre seu projeto. O Senador Walter Pinheiro (sem partido) solicitou que o debate acerca do tema fosse aprofundado. O Senador Tasso Jereissati (PSDB) propôs a criação de uma comissão especial para analisar a matéria, ideia apoiada pelos Senadores Delcídio do Amaral (sem partido) e Eunício Oliveira (PMDB). Assim, a Presidência do Senado Federal comunicou ao Plenário que, conforme proposta das lideranças da Casa, estava criada Comissão Especial, composta por 27 membros, para, no prazo de 45 dias, debater o PLS nº 131/2015.

18 de agosto de 2015

Foi apresentada análise do PLS 131, de 2015, após as duas primeiras reuniões terem sido canceladas por falta de quórum.

26 de agosto de 2015

O Senador Roberto Requião (PMDB) anexou um documento onde contradizia várias das justificativas apresentadas pelos Senadores José Serra e Ricardo Ferraço, refutando suas afirmações sobre a situação econômica da Petrobras e que a estatal não havia capacidade para sozinha, arcar com os custos da exploração do petróleo dos campos do pré-sal. Após várias reuniões, os trabalhos desta comissão se encerram, no dia 28 de setembro de 2015, sem a aprovação de um relatório final. Dessa forma, o PLS nº 400/2014 e o PLS nº 131/2015, que tramitavam em conjunto no Senado, voltaram às CCJ, CAE e CI. Assim, o PLS nº 131/2015 voltou a constar da Ordem do Dia, em 29 de setembro daquele ano.

9 de dezembro de 2015

Enquanto a discussão sobre o PLS nº 131/2015 foi sendo adiada, o Senador Cristovam Buarque (PPS) apresentou a Emenda nº 1 – Plenário (Substitutivo). O ponto mais importante dessa emenda foi o de propor que a Petrobras caberia a preferência nos futuros leilões dos campos do pré-sal sob o regime de partilha de produção. Caso a Petrobras exercesse sua preferência, teria garantida a participação mínima de 30%. O que era obrigatório na Lei nº 12.351/2010, passaria a ser facultativo à Petrobras.

O PLS nº 131/2015 ficou sem ser discutido em Plenário por 38 sessões, até o dia 23 de fevereiro de 2016, quando retornou à pauta de discussão do Senado Federal.

23 de fevereiro de 2016

O Senador Roberto Requião suscitou a discussão de que o PLS nº 131/2015 deveria ser encaminhado novamente às comissões técnicas competentes, mas o Plenário votou pelo indeferimento dessa solicitação. Em seguida, o Requerimento nº 78, de 2016, de autoria do Senador Delcídio do Amaral, que solicitava a extinção da urgência para a matéria, foi votado.

Com resultado apertado, 33 votos contra e 31 votos a favor, o referido requerimento foi rejeitado³⁶.

Na ausência do Senador Ricardo Ferraço, relator da matéria na CCJ, a Presidência designou o Senador Romero Jucá (PMDB), para proferir o Parecer nº 44/2016, sobre a matéria, em substituição às CCJ, CAE e CI. O referido Parecer foi favorável à rejeição do PLS nº 400/2014 e pela aprovação do PLS nº 131/2015, na forma da Emenda nº 1 – Plenário (Substitutivo), de autoria do Senador Cristovam Buarque. O parecer foi publicado e a discussão da matéria ficou marcada para a Ordem do Dia seguinte.

24 de fevereiro de 2016

O Senador Cristovam Buarque encaminhou a Emenda nº 2 – Plenário, na qual propunha que o CNPE poderia definir, previamente à publicação do edital de licitação, a participação mínima da Petrobras. Segundo o Senador, tratava-se de um mecanismo que assegurava a participação da Petrobras dentro de seus limites de capacidade de investimento e que permitia maior aporte de outras empresas petroleiras, quando a capacidade de investimento da Petrobras estivesse esgotada.

No mesmo dia, o Senador Antonio Carlos Valadares (PSB) apresentou a Emenda nº 3 – Plenário, dizendo que o CNPE **deveria** [grifo utilizado pelo Senador no texto da emenda para evidenciar a mudança que estava conferindo à matéria] oferecer à Petrobras a preferência para ser o operador exclusivo de blocos a serem encontrados sob o regime de partilha de produção.

A justificativa do Senador, foi que o substitutivo apresentado pelo Relator atribuía ao CNPE o poder discricionário de definir quais blocos do pré-sal seriam oferecidos à Petrobras, e que tal decisão não poderia ficar a cargo de um órgão que atua seguindo as opções e preferências do governo da ocasião, uma vez que o CNPE tem sua composição definida por Decreto do Presidente da República.

Também nesse dia, o Senador Fernando Bezerra (PSB) apresentou a Emenda nº 4 – Plenário, que acrescentava a opção para a Petrobras optar por uma participação inferior aos 30%

³⁶ Orientaram para o voto contrário ao Requerimento nº 78, de 2016, os seguintes partidos: PMDB, PSDB, DEM e PSD. Orientaram para o voto favorável ao referido requerimento, os seguintes partidos: PT, PSB, PP, PR, PDT, PPS, PCdoB, REDE e PMB.

preestabelecidos. Nesse caso, a Petrobras deveria operar em conjunto com o licitante vencedor, nos termos definidos pelo CNPE. A justificativa do Senador, foi a de assegurar o direito da Petrobras de ser o operador dos blocos do pré-sal, ainda que sua participação fosse inferior a 30%.

Anunciada a matéria no Plenário, vários senadores usaram da palavra. Ao final da discussão, foram apresentadas as Emendas de números 2 a 5. A Emenda nº 5 – Plenário, propunha que a participação mínima da Petrobras seria definida pelo CNPE, excluindo do texto a porcentagem mínima de 30%³⁷.

Em seguida, o Senador Romero Jucá, proferiu o Parecer nº 54, de 2016 – Plenário, sobre as emendas apresentadas, em substituição às CCJ, CAE e CI. Esse parecer foi contrário às emendas e concluiu pela aprovação da Emenda nº 6 – Plenário (Substitutivo).

O Requerimento nº 99, de 2016, de autoria do Senador Blairo Maggi (PP), solicitou a preferência para votação do Substitutivo apresentado pelo Relator e foi aprovado. O Requerimento nº 100, de 2016, de autoria do Senador Fernando Coelho Bezerra (PSB), solicitou o destaque para votação em separado da Emenda nº 4.

Dessa forma, duas votações aconteceram na sequência. A primeira votação foi em relação à Emenda nº 6, apresentada pelo Relator, o Senador Romero Jucá, após as discussões no Plenário. O resultado dessa votação foi de 40 votos favoráveis, 26 votos contrários e duas abstenções³⁸. Em seguida, a Emenda nº 4 – Plenário, foi rejeitada, em votação simbólica, com 44 votos contrários e 20 votos favoráveis³⁹.

Após as votações, o Senador Romero Jucá leu o Parecer nº 55, de 2016, em que ofereceu a redação do vencido⁴⁰ para o turno suplementar. Como a matéria estava em regime de urgência,

³⁷ Não foi possível a identificação do autor da Emenda nº 5 – Plenário.

³⁸ PT, PSB, PDT, PTB PCdoB, PRB e REDE orientaram para o voto contrário. PMDB, PSDB, PP, DEM, PR, PSD e PMB orientaram para o voto favorável. O PPS não orientou para a votação.

³⁹ DEM, PMDB, PP, PR, PSD e PSDB orientaram para o voto contrário. PCdoB, PPS, PSB, PT e REDE orientaram para o voto favorável.

⁴⁰ Redação do vencido é a denominação que se aplica à redação do texto de uma proposição aprovada em primeiro turno sob a forma de substitutivo, ou seja, com emendas que alteram o conteúdo da proposta original. Encerrada a primeira votação, a proposição e suas respectivas emendas são encaminhadas à comissão competente para a redação do vencido, isto é, a elaboração do novo texto – já incluindo as alterações feitas – para ser submetido ao segundo turno de votação, chamado turno suplementar.

ela passou à imediata apreciação em turno suplementar. A discussão foi encerrada, sem apresentação de emendas. Dessa forma, a matéria foi dada como definitivamente aprovada e encaminhada à Câmara dos Deputados com a seguinte redação:

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20 e 30 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

.....

VI – operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII – contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

.....” (NR)

“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

§ 1º A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas.

§ 2º Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).”
(NR)

“Art. 9º

.....

VIII – a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º;

IX – a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º.” (NR)

“Art. 10.

.....

III –

.....

c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º;

.....” (NR)

“Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º, inclusive para ampliar sua participação mínima definida nos termos do art. 4º.” (NR)

“Art. 15.

.....

IV – a formação do consórcio previsto no art. 20 e, nos termos do art. 4º, caso a Petrobras seja indicada como operador, a participação mínima desta empresa;

.....” (NR)

“Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei e com a Petrobras, nos termos do art. 4º, caso ela seja indicada como operador, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

.....

§ 3º Caso a Petrobras seja indicada como operador, nos termos do art. 4º, o contrato de constituição de consórcio deverá designá-la como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.” (NR)

“Art. 30. O operador do contrato de partilha de produção deverá:

.....” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

PL 4.567/2016 NA CÂMARA DOS DEPUTADOS

25 de fevereiro de 2016

A Mesa Diretora da Câmara dos Deputados recebeu o ofício nº 150/2016, do Senado Federal, que submeteu à revisão da Câmara dos Deputados o PLS nº 131/2015. Na Câmara dos Deputados, a matéria citada, recebeu a denominação de Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016.

26 de fevereiro de 2016

A matéria foi encaminhada às Comissões de Trabalho, de Administração e Serviço Público; de Minas e Energia; de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços; de Finanças e Tributação; e de Constituição, Justiça e de Cidadania. Em razão da distribuição a mais de três comissões de mérito, foi determinada a criação de uma Comissão Especial para analisar a matéria.

1º de março de 2016

Por meio de Ato da Presidência, foi criada a Comissão Especial destinada a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 4.567/2016. A comissão, composta por 29 membros titulares e pelo mesmo número de membros suplentes, foi constituída no dia 10 do mesmo mês. Na Comissão Especial, foram apensados o Projeto de Lei nº 6.726/2013 (do Deputado Mendonça Filho [“Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências”]); o Projeto de Lei nº 600/2015, do Deputado Jutahy Junior [“Altera e revoga dispositivos da Lei nº 12.351/2010”] e o Projeto de Lei nº 4.973/2013, do Deputado Raul Henry [“Revoga o art. 4º e a alínea "c" do inciso III do art. 10, ambos da Lei nº 12.351/2010”], os quais passaram a tramitar em conjunto.

16 de março de 2016

O Deputado José Carlos Aleluia (DEM) foi designado Relator da Comissão Especial.

A partir de então, uma série de requerimentos foram apresentados por diversos deputados. Esses requerimentos referiam-se à realização de audiências públicas com a presença de várias autoridades e estudiosos da área petrolífera.

Entre os dias 12 de abril e 02 de junho de 2016

Ocorreram seis audiências públicas com a presença de engenheiros, consultores, professores universitários, ex-diretores da ANP e da Petrobras, economistas, especialistas e representantes de organizações e entidades da área petrolífera.

14 de junho de 2016

Foi apresentado o Parecer do Relator nº 1 do PL nº 4.567/2016, cujo voto foi pela aprovação do PL nº 4.567/2016 e pela rejeição dos apensados, o PL nº 4.973/2013, o PL nº 6.726/2013 e o PL nº 600/2015.

15 de junho de 2016

Foi apresentado e deferido um requerimento para a prorrogação por mais 10 sessões, tendo em vista a complexidade da matéria.

7 de julho de 2016

O Parecer da Comissão Especial foi aprovado, sendo registrados os votos contrários dos deputados Valmir Prascidelli (PT), Glauber Braga (PSOL), Henrique Fontana (PT), Carlos Zarattini (PT) e Moema Gramacho (PT). Encerrados os trabalhos da Comissão Especial, a matéria seguiu para apreciação do Plenário da Câmara dos Deputados.

11 de julho de 2016

Foi apresentado requerimento de urgência para apreciação do PL nº 4.567/2016.

12 de julho de 2016

O requerimento de urgência para apreciação do PL nº 4.567/2016 foi aprovado.

30 de agosto de 2016

A matéria começou a ser discutida em Plenário, mas sem continuidade.

3 de outubro de 2016

A discussão sobre o PL nº 4.567/2016 foi retomada.

4 de outubro de 2016

Foram apresentadas oito Emendas de Plenário ao PL nº 4.567/2016.

O Deputado José Carlos Aleluia foi designado Relator, para proferir parecer pela Comissão Especial, às Emendas de Plenário de números 1 a 8. Seu voto foi pela rejeição de todas as emendas pois, segundo ele, caso o PL nº 4.567/2016 sofresse alguma alteração, teria que voltar ao Senado. Dessa forma, o projeto, já aprovado no Senado Federal, foi encaminhado para a votação em Plenário da Câmara dos Deputados, assim como suas emendas.

5 de outubro de 2016

A discussão foi retomada, apesar de tentativas de deputados contrários à aprovação do PL nº 4.567/2016 tentar obstruir a votação. Vários requerimentos foram sendo encaminhados de modo a adiar a votação do projeto principal solicitando: adiamento da votação do PL nº 4.567/2016 por duas sessões; retirada de pauta do Projeto de Lei; que as emendas fossem votadas uma a uma; que a votação da matéria fosse feita artigo por artigo.

Encerradas as tentativas de obstrução, a votação foi encaminhada e o PL nº 4.567/2016 foi aprovado, ressalvados os destaques, com 292 votos a favor e 101 votos contrários.

24 de outubro de 2016

Iniciou-se a votação dos destaques. Novamente, os deputados contrários ao PL nº 4.567/2016 tentaram impedir o prosseguimento da votação, com requerimentos solicitando sua retirada da pauta. Com os requerimentos rejeitados, seguiu-se para a votação dos destaques, todos rejeitados.

9 de novembro de 2016

Os deputados contrários à aprovação do PL nº 4.567/2016 fizeram nova tentativa de obstrução da votação. A última emenda a ser votada, foi a de nº 4, rejeitada com 247 votos contrários e 107 votos favoráveis. Dessa forma, a matéria foi à sanção do Presidente da República e transformada na Lei Ordinária nº 13.365/2016.

30 de novembro de 2016

A Lei Ordinária nº 13.365/2016 foi publicada no Diário Oficial da União

APÊNDICE C – TABELAS COM AS IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO, DERIVADOS EM GERAL, ÓLEO DIESEL, GASOLINA E GLP

Tabela 5 - Volumes e valores das importações e exportações de petróleo pelo Brasil, 2000-2020/1

Ano	Petróleo importado (bep)	Dispêndio com importação de petróleo (US\$ FOB)	Petróleo exportado (bep)	Receita com exportação de petróleo (US\$ FOB)
2000	141.737.315	4.305.615.384	7.190.692	158.584.973
2001	149.850.226	3.969.635.866	42.427.247	720.871.467
2002	138.359.041	3.418.001.940	89.817.091	1.691.371.736
2003	124.563.941	3.820.112.917	92.891.969	2.121.930.323
2004	167.965.689	6.743.555.013	88.686.960	2.527.691.352
2005	137.143.985	7.648.440.767	105.464.796	4.164.449.735
2006	130.490.786	9.088.006.220	141.408.071	6.894.288.712
2007	158.398.377	11.974.015.240	161.909.692	8.905.065.463
2008	148.053.454	16.572.554.581	166.433.920	13.682.757.519
2009	142.402.900	9.205.488.366	201.958.864	9.370.379.272
2010	122.691.880	10.096.538.553	242.625.890	16.293.240.040
2011	120.334.558	14.151.806.029	232.264.397	21.785.444.945
2012	113.066.150	13.448.477.371	211.084.473	20.305.876.591
2013	146.694.740	16.463.302.897	146.293.914	12.956.607.442
2014	143.036.755	15.873.935.472	199.372.475	16.356.739.584
2015	117.370.912	7.380.844.260	283.067.255	11.781.308.300
2016	64.674.668	2.898.855.786	306.695.699	10.073.797.268
2017	54.053.769	2.966.954.176	382.897.134	16.624.996.815
2018	67.435.449	5.042.501.227	431.594.610	25.096.773.303
2019	68.549.129	4.651.641.478	450.454.433	24.002.331.852
2020/1	30.340.868	1.746.296.735	272.435.530	10.390.825.383

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: Dados de 2020 até o mês de junho.

Tabela 6 - Volumes e valores das importações e exportações de derivados de petróleo pelo Brasil, 2000-2020/1

Ano	Derivados de petróleo importados (bep)	Dispêndio com importação de derivados de petróleo (US\$ FOB)	Derivados de petróleo exportados (bep)	Receita com exportação de derivados de petróleo (US\$ FOB)
2000	101.755.207	3.227.469.792	62.173.191	1.854.038.446
2001	104.475.833	2.838.405.695	101.948.245	2.498.379.699
2002	96.348.789	2.394.404.888	97.008.623	2.271.584.755
2003	75.365.609	2.225.941.583	98.061.792	2.916.877.065
2004	66.888.466	2.644.845.846	104.624.164	3.447.635.251
2005	62.569.336	3.335.872.117	103.809.354	5.242.320.583
2006	77.727.648	4.958.524.731	109.734.606	6.411.744.511
2007	92.842.569	6.937.803.390	114.020.223	7.682.495.427

Ano	Derivados de petróleo importados (bep)	Dispêndio com importação de derivados de petróleo (US\$ FOB)	Derivados de petróleo exportados (bep)	Receita com exportação de derivados de petróleo (US\$ FOB)
2008	104.808.955	11.173.747.935	104.141.485	9.873.148.689
2009	109.530.376	5.571.473.943	85.969.267	5.998.267.117
2010	159.088.725	12.980.137.691	91.191.481	7.055.421.203
2011	176.181.782	19.403.247.163	89.728.362	9.479.890.121
2012	157.782.662	18.151.153.823	99.504.944	10.827.045.030
2013	177.564.482	19.600.385.382	92.887.376	9.941.618.795
2014	181.534.599	19.475.677.415	91.521.600	9.306.168.315
2015	147.165.146	9.710.277.682	88.607.856	5.022.099.462
2016	159.805.894	8.233.438.198	77.167.615	3.536.610.961
2017	205.370.547	12.968.300.176	81.405.557	4.814.615.413
2018	188.213.938	14.697.227.155	86.495.349	6.768.108.206
2019	197.902.136	14.076.443.060	76.797.046	6.155.183.441
2020/1	82.303.492	4.447.074.741	67.986.102	3.029.954.810

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: Dados de 2020 até o mês de junho.

Tabela 7 - Volumes e valores das importações e exportações de óleo diesel pelo Brasil, 2000-2020/1

Ano	Óleo diesel importado (bep)	Dispêndio com importação de óleo diesel (US\$ FOB)	Óleo diesel exportado (bep)	Receita com exportação de óleo diesel (US\$ FOB)
2000	36.800.738	1.252.072.430	384.629	10.252.709
2001	41.777.143	1.214.037.231	466.023	15.399.914
2002	40.410.659	1.084.175.951	103.722	2.536.832
2003	24.223.688	791.812.091	775.477	25.711.369
2004	17.095.189	826.764.646	409.361	18.208.032
2005	15.043.562	1.019.636.016	1.909.244	128.415.192
2006	22.489.953	1.746.709.380	3.818.048	300.761.732
2007	32.350.631	3.019.515.780	6.636.395	534.637.740
2008	36.981.136	5.140.940.867	4.138.248	493.941.962
2009	24.424.760	1.672.498.470	6.929.785	543.982.842
2010	57.140.384	5.131.079.360	4.247.441	383.489.986
2011	59.207.212	7.421.941.848	3.789.011	473.456.243
2012	50.562.977	6.573.719.918	2.037.807	266.152.085
2013	65.235.633	8.284.785.484	2.306.610	301.237.308
2014	71.529.292	8.724.821.352	2.477.531	312.525.339
2015	44.027.992	3.415.147.205	515.667	39.842.006
2016	50.233.846	2.896.816.213	3.022.416	154.041.155
2017	82.187.979	5.622.448.833	3.178.136	207.001.413
2018	73.907.325	6.294.023.210	5.996.308	468.464.286
2019	82.521.264	6.686.879.437	250.667	28.116.300
2020/1	36.236.619	2.147.110.603	1.874.487	86.351.015

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: Dados de 2020 até o mês de junho.

Tabela 8 - Volumes e valores das importações e exportações de gasolina pelo Brasil, 2000-2020/1

Ano	Gasolina importada (bep)	Dispêndio com importação de gasolina (US\$ FOB)	Gasolina exportada (bep)	Receita com exportação de gasolina (US\$ FOB)
2000	342.316	12.619.029	11.395.729	398.696.088
2001	190	34.949	16.777.604	492.969.332
2002	927.425	29.962.337	19.157.937	518.630.847
2003	1.026.113	38.027.896	15.130.071	542.526.376
2004	312.679	12.571.734	11.381.063	563.521.741
2005	401.926	24.238.963	15.992.573	1.055.860.013
2006	159.541	11.300.390	15.230.242	1.195.992.837
2007	56.549	3.873.877	20.887.025	1.831.995.464
2008	849	572.727	14.632.719	1.646.856.743
2009	149	70.630	13.940.654	964.785.835
2010	2.852.947	284.758.265	4.301.181	365.613.002
2011	12.350.931	1.644.286.203	1.746.957	203.758.546
2012	21.350.561	3.002.217.906	690.595	92.639.953
2013	16.255.180	2.143.884.423	1.876.587	230.363.941
2014	12.295.657	1.582.338.631	1.965.875	228.702.516
2015	13.948.166	1.047.669.430	3.442.638	247.540.868
2016	16.527.077	915.078.818	4.076.126	232.504.387
2017	25.351.074	1.731.628.846	2.661.465	185.395.302
2018	16.756.817	1.433.395.532	7.854.343	675.730.582
2019	27.270.868	2.039.391.415	16.736.145	1.285.828.577
2020/1	14.269.906	765.377.801	9.162.030	452.512.094

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: Dados de 2020 até o mês de junho.

Tabela 9 - Volumes e valores das importações e exportações de GLP pelo Brasil, 2000-2020/1

Ano	GLP importado (bep)	Dispêndio com importação de GLP (US\$ FOB)	GLP exportado (bep)	Receita com exportação de GLP (US\$ FOB)
2000	22.869.243	798.736.809	44.265	2.132.198
2001	17.279.849	550.546.967	36.186	652.647
2002	15.055.664	371.617.365	785.674	19.736.431
2003	9.153.214	317.107.566	587.146	24.992.053
2004	8.436.173	397.720.804	285.718	15.953.749
2005	4.251.855	252.274.651	682.731	42.105.434
2006	7.113.985	442.122.163	152.819	9.145.726
2007	8.052.189	610.441.115	104.112	11.203.349
2008	9.821.259	959.017.616	33.462	4.871.643
2009	17.351.762	673.775.498	111.447	8.616.400
2010	14.010.994	1.128.138.642	33.653	2.971.978

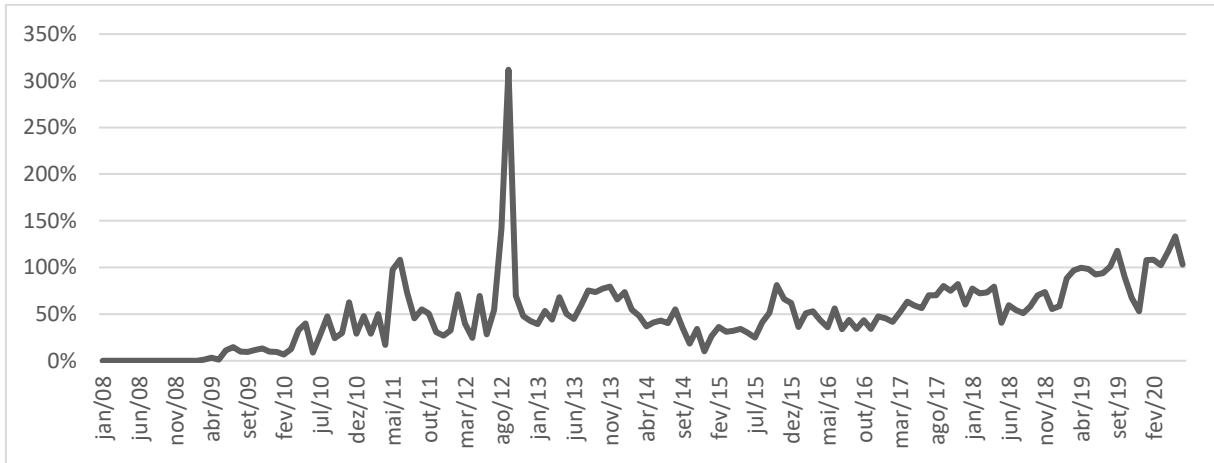
Ano	GLP importado (bep)	Dispêndio com importação de GLP (US\$ FOB)	GLP exportado (bep)	Receita com exportação de GLP (US\$ FOB)
2011	15.209.630	1.567.981.781	193.630	27.532.504
2012	11.308.383	1.075.075.722	140.213	18.191.446
2013	14.916.717	1.285.308.483	404.197	44.256.035
2014	17.332.928	1.507.805.814	80.745	11.065.793
2015	14.318.783	596.541.599	123.212	12.584.599
2016	18.619.117	641.626.437	1.702	258.167
2017	14.774.586	708.179.870	7.735	770.064
2018	19.703.593	1.232.621.987	4.059	452.874
2019	15.952.813	689.839.360	2.986	447.548
2020/1	8.544.400	262.016.114	576	99.995

Fonte: elaboração própria a partir de ANP, vários anos.

Nota: Dados de 2020 até o mês de junho.

APÊNDICE D – FATOR MÉDIO DE UTILIZAÇÃO MENSAL DAS REFINARIAS BRASILEIRAS

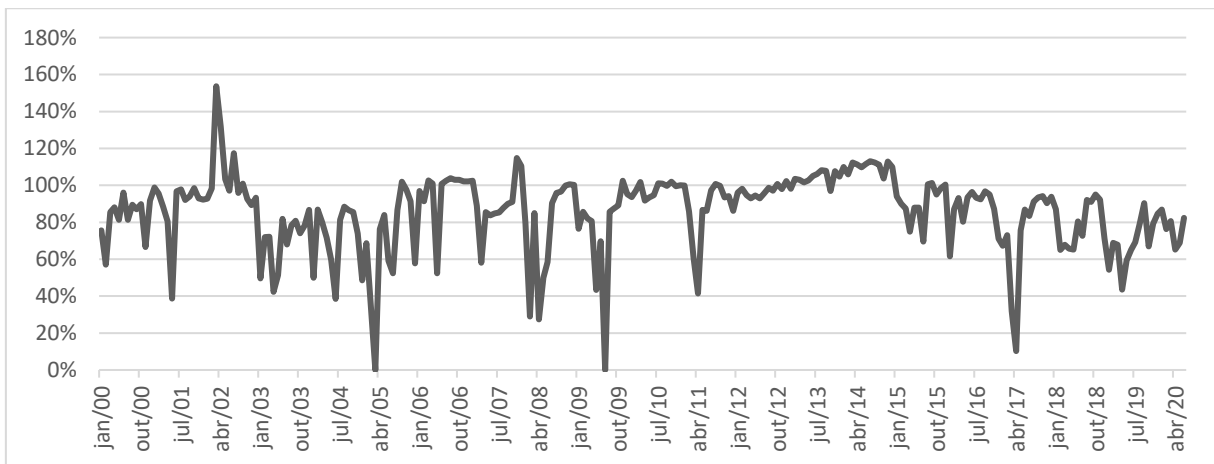
Gráfico 33 - Fator médio de utilização mensal, DAX-OIL, 2008-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

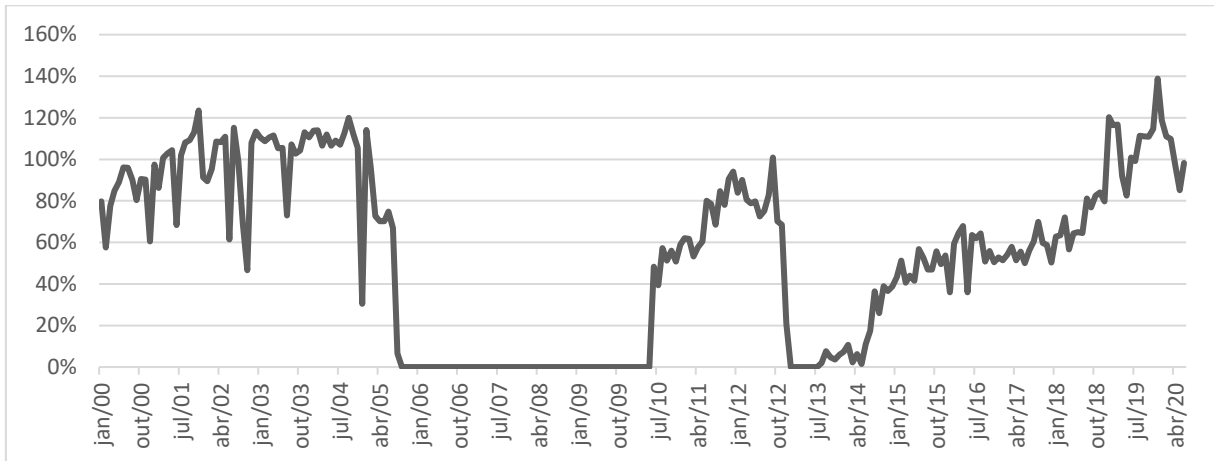
Gráfico 34 - Fator médio de utilização mensal, LUBNOR, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

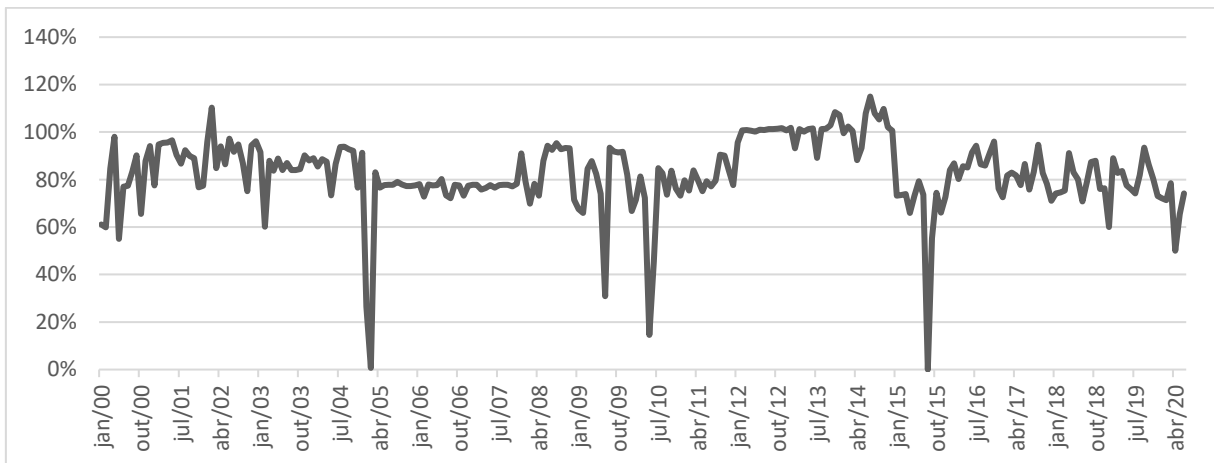
Gráfico 35 - Fator médio de utilização mensal, MANGUINHOS, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

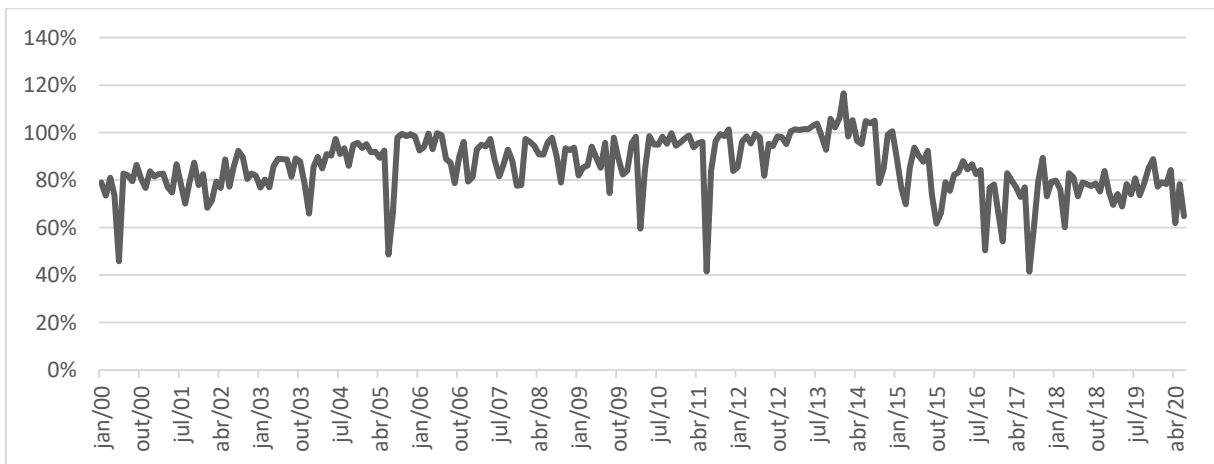
Gráfico 36 - Fator médio de utilização mensal, RECAP, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

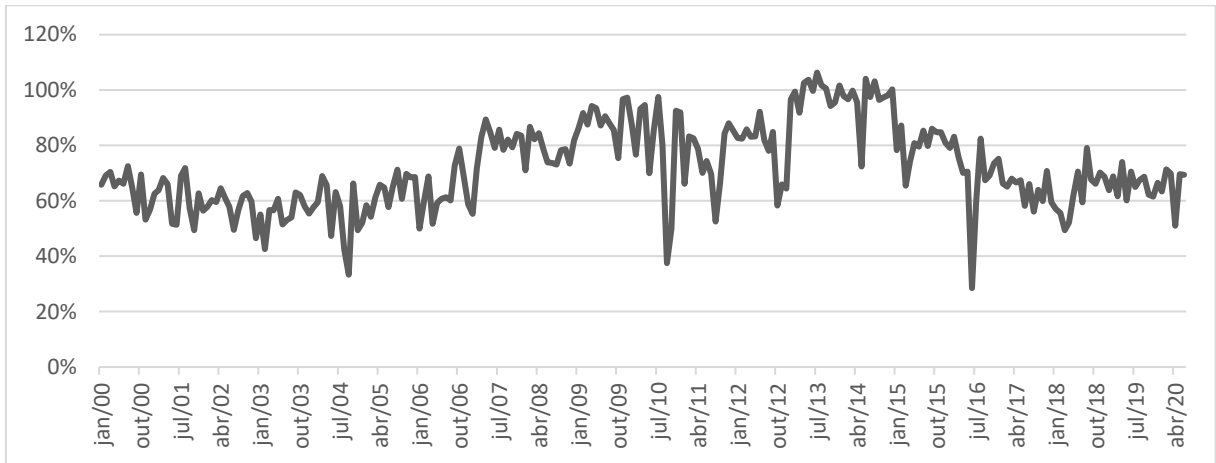
Gráfico 37 - Fator médio de utilização mensal, REDUC, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.

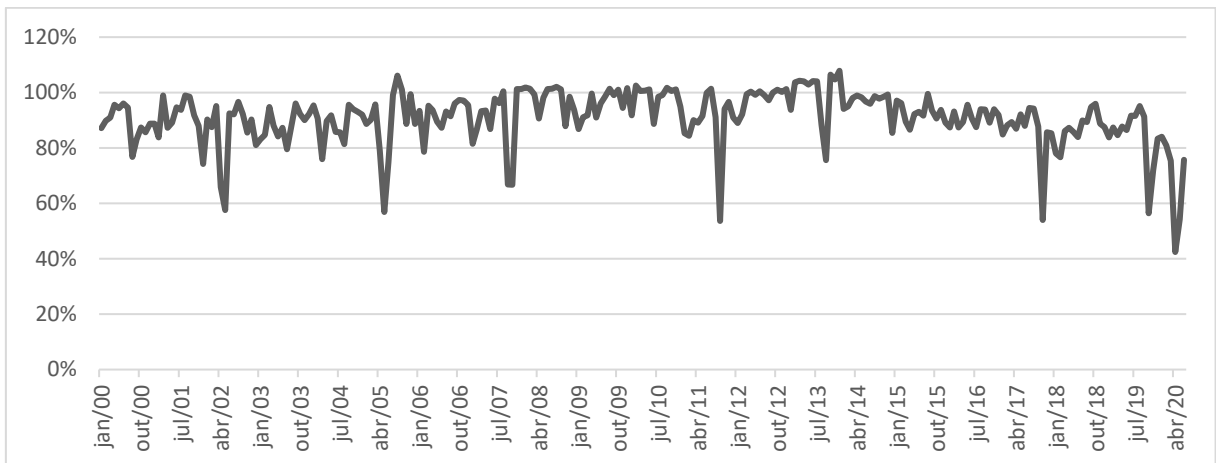
Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 38 - Fator médio de utilização mensal, REFAP, 2000-2020/1



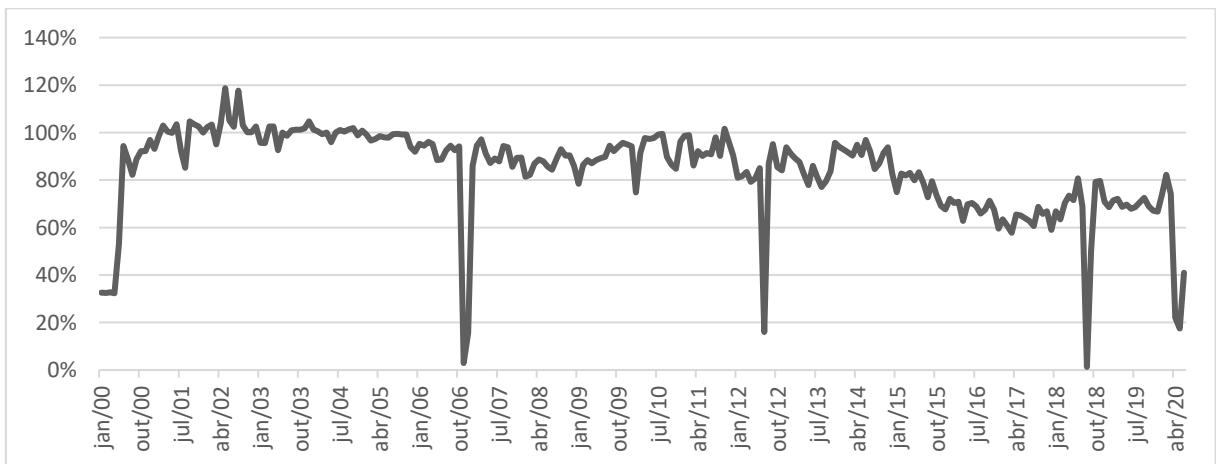
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 39 - Fator médio de utilização mensal, REGAP, 2000-2020/1



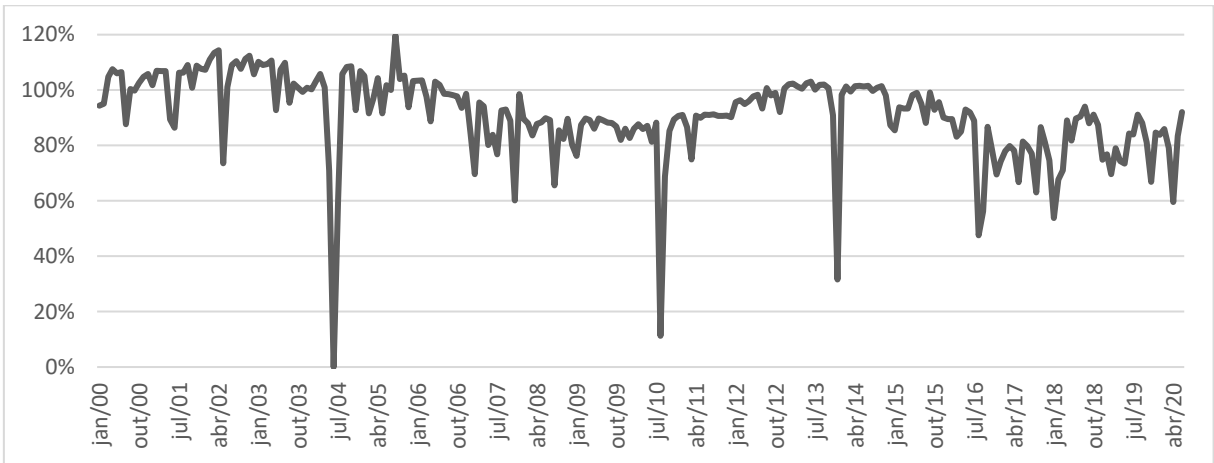
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 40 - Fator médio de utilização mensal, REMAN, 2000-2020/1



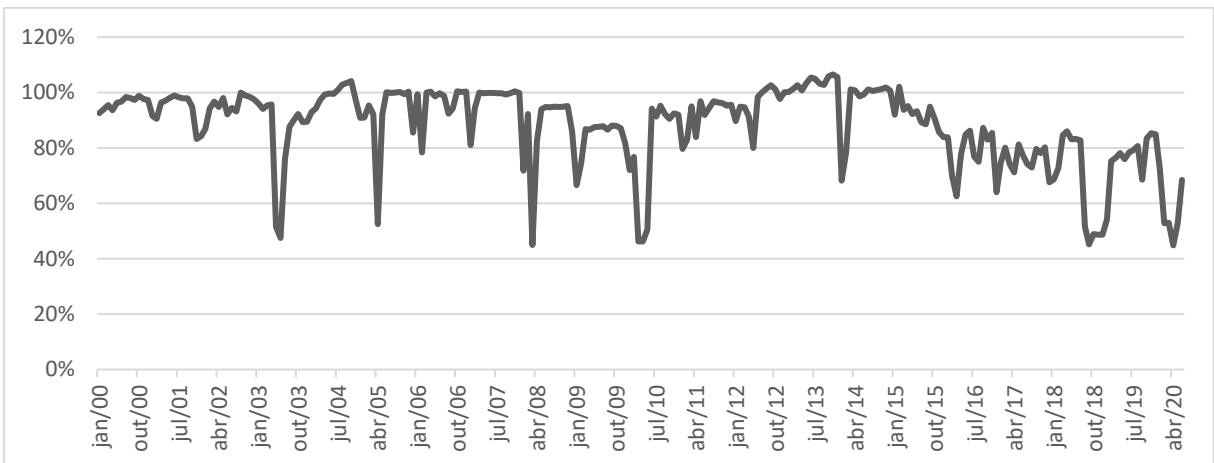
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 41 - Fator médio de utilização mensal, REPAR, 2000-2020/1



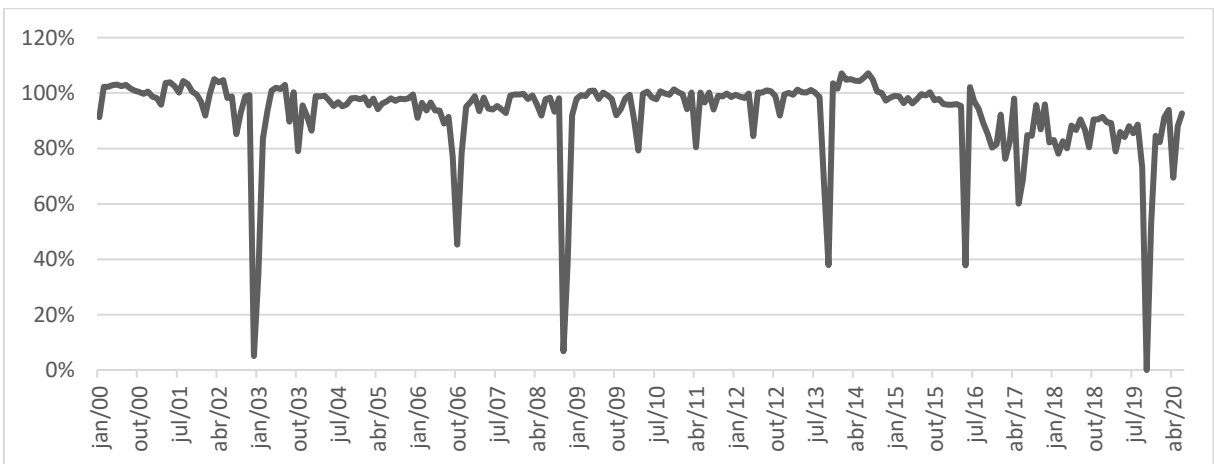
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 42 - Fator médio de utilização mensal, REPLAN, 2000-2020/1



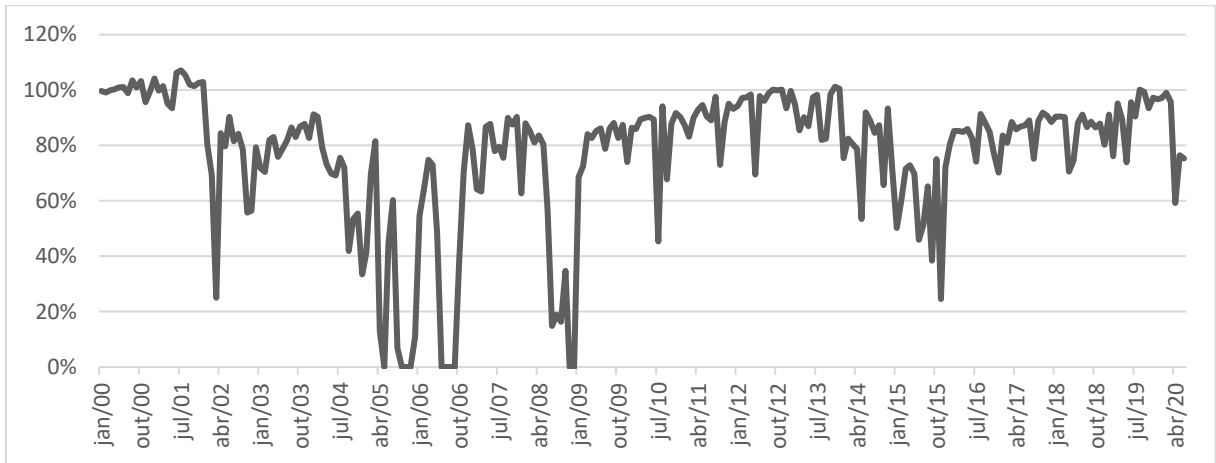
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 43 - Fator médio de utilização mensal, REVAP, 2000-2020/1



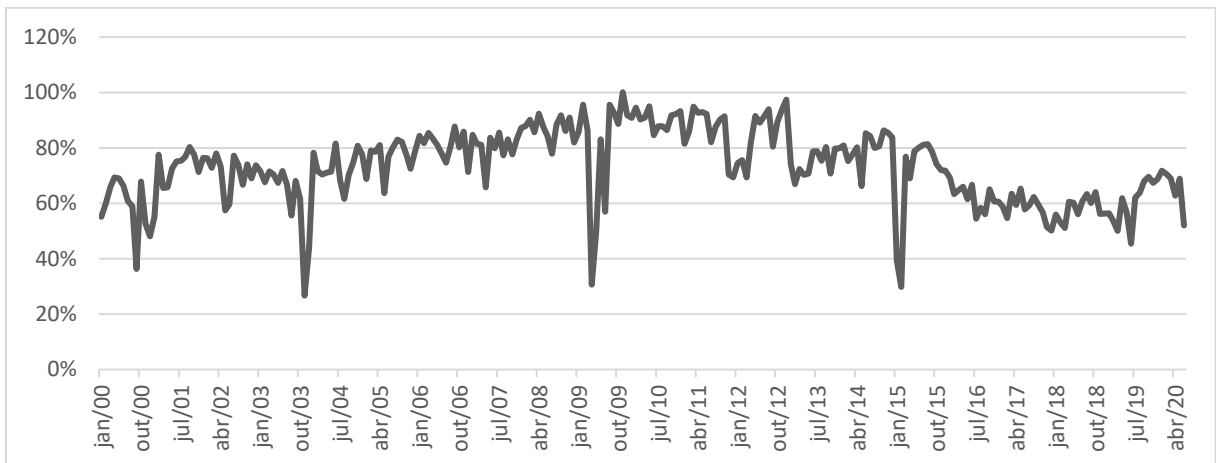
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 44 - Fator médio de utilização mensal, MANGUINHOS, 2000-2020/1



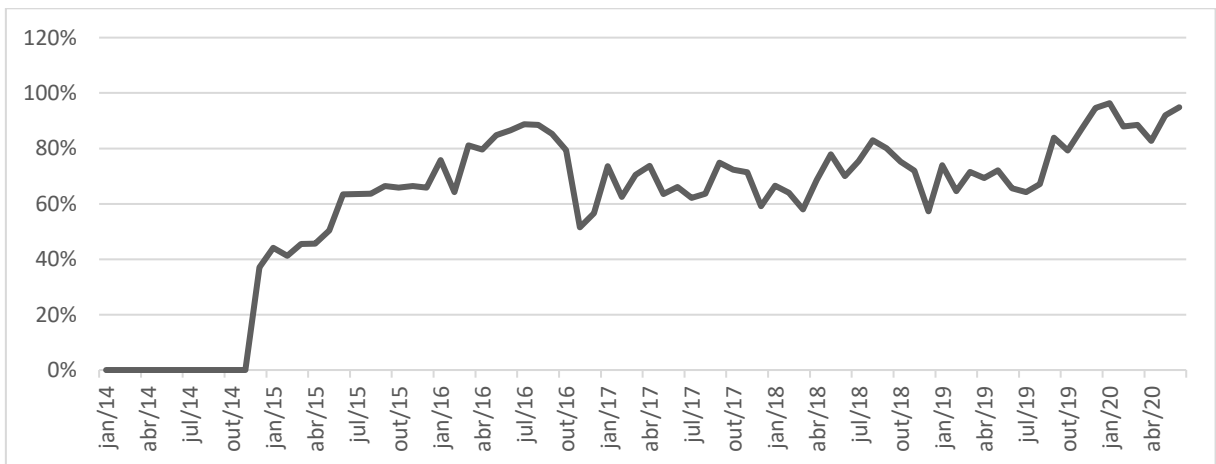
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 45 - Fator médio de utilização mensal, RLAM, 2000-2020/1



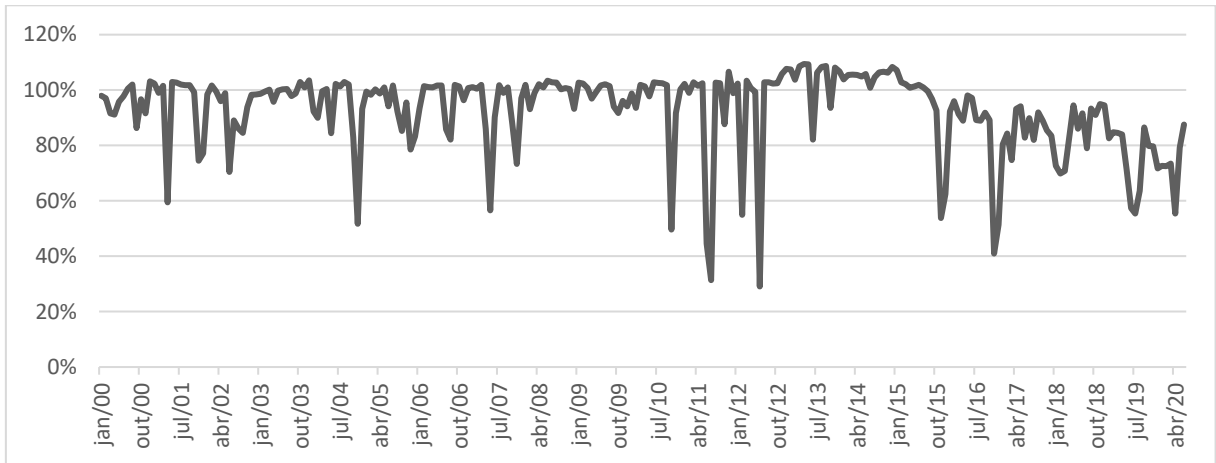
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 46 - Fator médio de utilização mensal, RNEST, 2014-2020/1



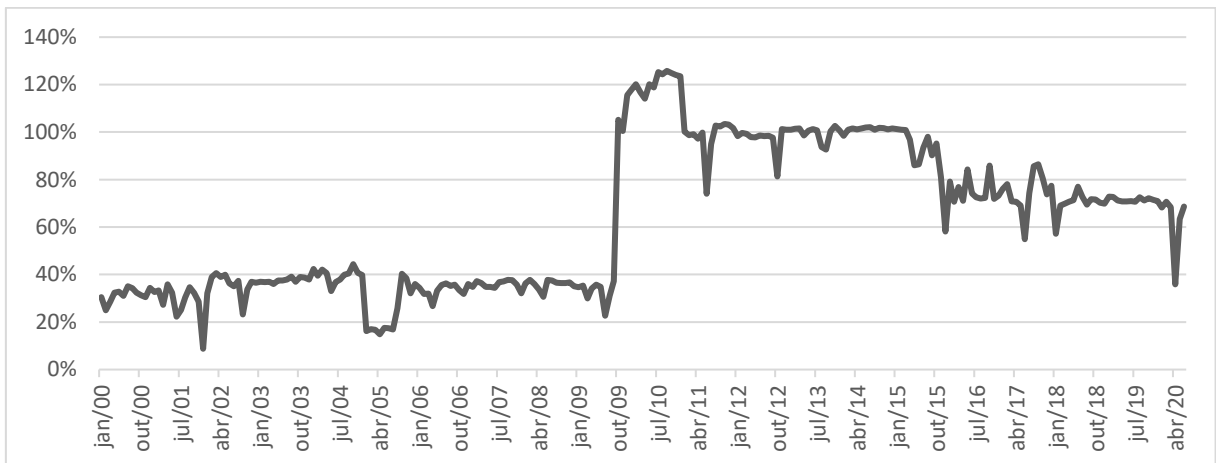
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 47 - Fator médio de utilização mensal, RPBC, 2000-2020/1



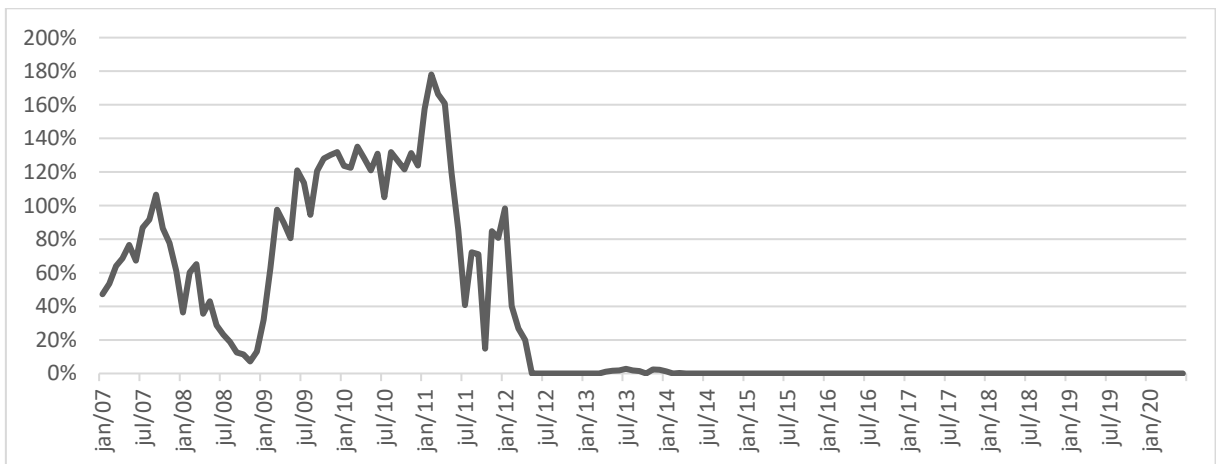
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 48 - Fator médio de utilização mensal, RPCC, 2000-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

Gráfico 49 - Fator médio de utilização mensal, UNIVEN, 2007-2020/1



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP, vários anos.
 Nota: dados de 2020 até o mês de junho.

**ANEXO A – ARGUMENTO DO SENADOR ROBERTO REQUIÃO SOBRE O PLS
131/2015**

Por um debate sem urgência e sem censura: a Petrobras deve ser operadora única do pré-sal?

Argumento do Senador Roberto Requião sobre o PLS 131/2015 apresentado ao Senado Federal em 18 de agosto de 2015.



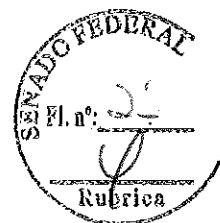
SENADO FEDERAL
GABINETE DO SENADOR ROBERTO REQUIÃO

Junte-se ao processado do
PLS
nº 131, de 2015.

Em 18/08/2015

Preocupado com o Brasil, a Petrobras e nosso futuro,
preparei argumento sobre o PLS 131, que passo a sua consideração.

Senador **ROBERTO REQUIÃO**
PMDB/PR



~~Por um debate sem urgência e sem censura:~~ A Petrobras deve ser operadora única do pré-sal?

por Roberto Requião

O Projeto de Lei do Senado 131 propõe reduzir o papel da Petrobras no pré-sal, retirando dela a condição de operadora única e o direito de uma participação mínima de 30% do petróleo extraído. Essa questão deve ser analisada com a máxima atenção. A seguir, apresentaremos as posições defendidas pelo autor do projeto, Senador José Serra, e pelo relator, Senador Ricardo Ferraço. Mais adiante, exporemos argumentos e fatos que lançam luz sobre o debate.

A justificativa do Projeto de Lei do Senado 131 do Senador José Serra e do Relatório do Senador Ricardo Ferraço indicam os seguintes argumentos contrários ao direito da Petrobras ser o operador exclusivo e proprietária de no mínimo 30% do petróleo explorado no pré-sal:

a) Justificativa do projeto de lei do Senador José Serra:

- 1) *Justificativa PLS 131 do Senador Serra: Há dúvida de que a Petrobras seja capaz de abastecer o mercado interno de Petróleo em 2020, se for operadora exclusiva do pré-sal.*

Os fatos: O argumento não se sustenta. Está francamente desatualizado. O mercado interno já ficou pequeno para a Petrobras, que já tem excedente exportador. Com os investimentos já realizados e os que estão em implantação, a Petrobras estará produzindo 5,2 milhões de barris em 2020, o que tornará o Brasil um dos maiores exportadores mundiais de petróleo.

- 2) *Justificativa PLS 131 do Senador Serra: A Lava-Jato pode levar a uma “desorganização de suas atividades” e a “uma situação quase insustentável” para a empresa, a tal ponto que a impediria de “implementar” seus “programas de investimento”.*

Os fatos: Uma investigação não tem, nem pode ter, por objetivo consciente ou consequência indesejada a desorganização ou punição de uma empresa. Ela deve punir – e duramente – os malfeitores, jamais a Petrobras. Ao retirar do comando da Empresa os diretores corruptos, trocando-os por gestores competentes e probos a empresa estará ainda melhor do que já era. Afinal nenhum brasileiro de boa fé e em sã consciência pode negar que a Petrobras é uma empresa extremamente capaz de grandes realizações.

Nenhuma empresa no mundo havia conseguido extrair 800 mil barris dias de uma nova reserva de petróleo apenas 5 anos após o início de sua exploração comercial. E não se trata de uma reserva comum, mas de uma reserva em águas ultra-profundas, da mais complexa exploração no mundo. Os muitos prêmios que a empresa tem ganhado apenas refletem sua competência. Livrando-se dos diretores corruptos a Petrobras sairá deste processo fortalecida e revigorada.

- 3) *Justificativa PLS 131 do Senador Serra: “Os escândalos associados à investigação” da Lava-Jato “geram o risco de que a estatal enfrente mais dificuldades para obter financiamento do mercado externo, o que pode inviabilizar o cumprimento do cronograma de seus projetos.”*

Os fatos: Uma investigação não tem, nem pode ter, por objetivo consciente ou consequência indesejada a desorganização ou punição de uma empresa. Ela deve punir – e duramente – os malfeitores, jamais a Petrobras. Ao retirar do comando da Empresa os diretores corruptos, trocando-os por gestores competentes e probos a empresa estará ainda melhor do que já era. Afinal nenhum brasileiro de boa fé e em sã consciência pode negar que a Petrobras é uma empresa extremamente capaz de grandes realizações.

Nenhuma empresa no mundo havia conseguido extrair 800 mil barris dias de uma nova reserva de petróleo apenas 5 anos após o início de sua exploração comercial. E não se trata de uma

reserva comum, mas de uma reserva em águas ultra-profundas, da mais complexa exploração no mundo. Os muitos prêmios que a empresa tem ganhado apenas refletem sua competência. Livrando-se dos diretores corruptos a Petrobras sairá deste processo fortalecida e revigorada.

- 4) *Justificativa PLS 131 do Senador Serra: "Os escândalos associados à investigação" da Lava-Jato "geram o risco de que a estatal enfrente mais dificuldades para obter financiamento do mercado externo, o que pode inviabilizar o cumprimento do cronograma de seus projetos."*

Os fatos: A fila de bancos e financiadores na porta da Petrobras para lhe emprestar dinheiro continua crescendo. Este mês, a empresa emitiu no mercado de internacional quase R\$ 8 bilhões em financiamento de 100 anos. 100 anos para pagar. É sinal da confiança de que a empresa goza no mercado nacional e internacional. No mês passado, os chineses emprestaram R\$ 22 bilhões à Petrobras. A empresa só não tomou mais porque não quis. Satisfez-se só com isso. Os chineses queriam emprestar mais, afinal é certo que o pré-sal tem entre 70 e 300 bilhões de barris, o que significa garantias entre US\$ 7 e 30 trilhões.

Mas nem precisamos desses empréstimos externos. O governo brasileiro tem US\$ 370 bilhões ou R\$ 1,150 trilhões de reais em reservas cambiais ociosas no Banco Central do Brasil rendendo juros de 0,25% em títulos públicos americanos. Uma fração desse montante supre todos os investimentos previstos pela Petrobras na década. Em um artigo recente eu propus um modelo para viabilizar esses recursos para a Petrobras sem precisar tocar nas nossas fartas reservas cambiais.

- 5) *Justificativa PLS 131 do Senador Serra: "A conjuntura internacional" prejudica "a rentabilidade dos projetos do pré-sal", devido redução do preço do petróleo que poderia tornar o pré-sal inviável.*

Os fatos: Realmente, o preço do petróleo hoje está quase a metade do que foi há aproximadamente um ano e estamos em um momento de baixa momentânea depois de cinco anos de preços muito elevados. Ainda assim, com o preço atual do Brent em US\$ 62, o excedente da Petrobras é significativo, uma vez que o custo de extração reconhecido no último balanço da empresa é de US\$ 9.

A maioria dos analistas independentes acredita que o preço do petróleo voltará a US\$ 100 em período de tempo razoável, no mais tardar antes do fim da década em razão do crescente apetite chinês por energia. Ou seja, os projetos do pré-sal continuam extremamente rentáveis, o que explica a busca obsessiva de firmas estrangeiras por blocos de exploração no pré-sal e para retirar a exigência legal que a Petrobras detenha no mínimo 30% de todo petróleo nele extraído.

b) Relatório do Senador Ricardo Ferraço:

- 6) *Relatório Ricardo Ferraço: O projeto do Senador José Serra "é extremamente conveniente e oportuno devido à precária situação econômica em que se encontra a Petrobras" em razão da "corrupção e má gestão, que flagelaram a estatal nos últimos anos, conforme reconheceu o próprio presidente da empresa em audiência pública conjunta das Comissões de Assuntos Econômicos e de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, realizada no dia 28 de abril de 2015."*

Os fatos: A situação econômica da Petrobras está longe de ser precária. Além do farto crédito internacional, a empresa tem 62 bilhões de reais em caixa, lucro no último trimestre de R\$ 5,3 bilhões, geração de caixa (EBITDA) de R\$ 21,5 bilhões, com elevação de 50% em relação ao ano anterior.

7) *Relatório Ricardo Ferraço: "O endividamento da estatal seria alto demais e a necessidade de realizar grandes investimentos, para explorar as áreas que a empresa já detém e para desenvolver as reservas descobertas, constituem impedimento para a Petrobras assumir novos compromissos que exijam investimentos de grande monta, como seria o caso da exploração de um novo bloco no pré-sal".*

Os fatos: A Petrobras não precisa emergencialmente de novas descobertas. Os compromissos de investimentos que ela já assumiu lhe garantem um robusto retorno e uma produção de Petróleo de mais de 5 milhões de barris dia em 2020. O que tornaria o Brasil o 4º maior produtor de petróleo do mundo. É incompreensível que o relatório do ilustre Senador Ferraço considere isso pouco. Mas a empresa pode ir muito além disso, pois o que não falta é dinheiro no mundo e nas reservas cambiais brasileiras para financiar compromissos de investimento ainda maiores, se e quando necessários.

Mas o que realmente é preciso denunciar, porque não atende ao interesse nacional, é a pressão internacional para que a Petrobras acelere absurda e irracionalmente os seus investimentos. A velocidade de aumento da produção já é alto. Jamais um grande produtor de petróleo se propôs a dobrar sua produção de petróleo tão rapidamente quanto o Brasil está se propondo.

8) *Relatório Ricardo Ferraço: "O Ministro de Estado de Minas e Energia, em audiência pública realizada no Senado Federal, na Comissão de Serviços de Infraestrutura, no dia 8 de abril de 2015, declarou ser favorável à modificação do modelo de exploração do pré-sal."*

Os fatos: Realmente é uma postura errada e sem fundamento. É inaceitável que um subordinado da Presidente da República destoe de maneira tão evidente. A Presidente Dilma, ao que sabemos pelo que diz e repete, defende o modelo de partilha e o protagonismo da Petrobras no pré-sal.

9) *Relatório Ricardo Ferraço: "No mesmo sentido, posicionou-se a Diretora-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em evento realizado nos Estados Unidos, no início de maio de 2015."*

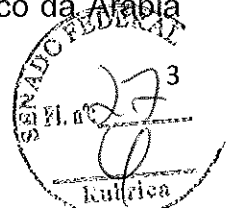
Os fatos: Tal posicionamento da Diretora-Geral da ANP é absurdo, incompreensível e absolutamente equivocado. Estranha que não tenha sido compelida a retificar o seu posicionamento.

10) *Relatório Ricardo Ferraço: "É praticamente consensual entre os especialistas da indústria do petróleo, dentro e fora do Governo, que o atual modelo de partilha de produção mostrou-se contraproducente".*

Os fatos: Os "especialistas" reiteradamente ouvidos pela velha mídia, são lobistas das petroleiras internacionais, concorrentes da Petrobras. Em matéria tão sensível e perante senadores da República não se aceita argumentos de autoridade de "especialistas" sem que sejam justificados: por que razão, afinal de contas, o atual modelo de partilha de produção seria contraproducente? Não há resposta alguma, explicação alguma, fato algum que suporte a afirmação vazia e equivocada no relatório do ilustre Senador Ricardo Ferraço.

11) *Relatório Ricardo Ferraço: "O pré-sal é grande demais."*

Os fatos: Infelizmente, também faltou o argumento nesse ponto. É claro que os concorrentes da Petrobras querem nos convencer que o pré-sal é grande demais para ser explorado apenas pela Petrobras. Mas não conseguimos entender porque que, por exemplo, a Saudi Aramco da Arábia



Saudida produz quase 11 milhões de barris por dia sem que ninguém afirme ser isso grande demais. Porque a Petrobras não poderia produzir 3 ou 5 ou 7 milhões de barris sozinha? Mais uma pergunta sem resposta no relatório do Senador Ferraço.

12) Relatório Ricardo Ferraço: "Restam, ainda, mais de cem mil quilômetros quadrados a licitar nessa área, cuja exploração e desenvolvimento demandarão centenas de bilhões de dólares, quantia muito além da capacidade financeira da Petrobras pelos próximos anos."

Os fatos: Como foi mostrado acima, obter centenas de bilhões de dólares de financiamento e fluxo de caixa não foi e continua não sendo um desafio intransponível para a Petrobras, dado o volume de petróleo disponível no Pré-Sal, a alta rentabilidade dessa exploração e disponibilidade das reservas cambiais brasileiras, financiamento barato que as petroleiras internacionais não tem acesso.

13) Relatório do senador Ricardo Ferraço: "Não há dúvidas quanto ao acerto das modificações introduzidas pelo PLS nº 131, de 2015, na legislação sobre o pré-sal."

Os fatos: Na verdade, do que não há dúvidas é da absoluta falta de coerência e de razoabilidade deste projeto.

Considerações Finais

a) Reconhecimento

Não posso negar que tenho diferenças fundamentais em relação à posição dos colegas Senadores José Serra e Ricardo Ferraço sobre o direito da Petrobras de ser operadora única no pré-sal. Porém, sempre prezei pela honestidade em minha vida. Assim não posso deixar de admitir que o relatório do Senador Ferraço está correto em um ponto: os fatos mostram que nosso governo parece estar apoiando a aprovação ou, no mínimo, sendo omissos em assunto de tamanha gravidade e envergadura.

Por alguns breves momentos, chega a parecer que o governo está tendo uma posição deliberadamente ambígua a respeito do PLS. Nos EUA e para os senadores, membros proeminentes do governo dizem que são a favor de reduzir o papel da Petrobras no pré-sal.

Já para o público, para imprensa, militância e eleitores a Presidente diz enfaticamente ser contra a Petrobras ser manietada como quer o PLS 131. Na prática, porém, os projetos contrários ao protagonismo da Petrobras no pré-sal avançam rapidamente na Câmara e no Senado, sob os olhos lânguidos dos líderes da base do governo e seus ministros. **Sem resistência das lideranças do governo, para dizer o mínimo.**

b) Argumentos adicionais

1) Ônus ou bônus?

A pedra basilar do frágil edifício argumentativo do projeto do ilustre senador José Serra, assim como do relatório do ilustre senador Ricardo Ferraço, é que a exclusividade da Petrobras na operação do pré-sal e a porcentagem obrigatória de 30% do petróleo extraído seria hoje – e será no futuro – um "fardo" que a empresa não está, nem estará, capacitada técnica e, principalmente, financeiramente para "carregar".

Trata-se, realmente, um incrível e ousado malabarismo retórico. O que é bônus, vantagem, graça da natureza, pujança e riqueza, passa, na lógica torta da argumentação, a ser tido como ônus, desvantagem, desgraça, risco, caos.

~~É mesmo difícil de entender o raciocínio pela via dos recursos usuais da lógica argumentativa. Assim, ante tal dificuldade efetivamente intransponível, sinto-me tentado a explorar uma aparentemente inacreditável possibilidade, mas que, ao fim e ao cabo, apresenta-se até mesmo redentora da biografia do ilustre proponente do projeto e do seu relator.~~

O raciocínio é o seguinte: talvez o que ninguém ainda percebeu é que o PLS 131/2015 representa um complexo caminho oblíquo pelo qual os verdadeiros interesses da Petrobras e da Nação estariam sendo defendidos. Se seguirmos a retórica das "boas intenções" dos seus defensores, o projeto teria um vezo nacionalista e queira retirar da Petrobras o "terrível" fardo do Pré-Sal – que poderia até mesmo desorganizar e quebrar a nossa empresa – repassando-o "matreiramente" para as costas das suas concorrentes, a Chevron e irmãs que dominam e manipulam o mercado internacional do Petróleo.

Com isso, com as concorrentes da Petrobras envoltas nas insuperáveis dificuldades que lhes trará a exploração do "fardo" do Pré-Sal, a nossa empresa nacional estaria livre para desenvolver-se, fortalecer-se e expandir-se nacional e internacionalmente. Obviamente, esta possibilidade é absurda.

Sejamos claros. Argumentemos com honestidade intelectual e seriedade técnica e econômica.

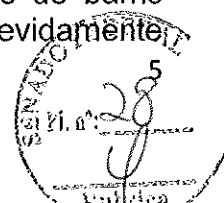
Os fatos: É óbvio que a exclusividade na exploração do Pré-Sal não é um ônus para a Petrobras. É óbvio que a exclusividade não é um fardo para a empresa. Pelo contrário, é um direito que aumenta sobremaneira o seu poder de barganha da e de seu controlador, o Estado brasileiro, sobre todo e qualquer consórcio de empresas que queira investir no pré-sal. A exclusividade da Petrobras no Pré-Sal não implica que a empresa será obrigada a investir em qualquer projeto que não seja bom e rentável. E nem implica nem mesmo que terá que investir no momento em que não quiser e nem mesmo acima do volume que deseja investir. A exclusividade na operação do pré-sal dá a opção da Petrobras investir como quiser e quando quiser. A obrigação, o fardo e o dever cabe apenas aos outros consórcios que são obrigados a oferecer para a Petrobras no mínimo 30% dos consórcios e a nas condições que ela desejar.

Ao contrário do que repetem o autor do PLS 131 e o seu relator, a lei do petróleo não "obriga", a Petrobras a investir em nenhum projeto que ela considere ruim e em nenhum projeto bom que implique em investimentos superiores aos que ela deseja ou pode realizar sem comprometer suas finanças. A simples leitura da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 mostra claramente que a Petrobras não é obrigada a investir em nenhum projeto que não ela queira e em momento em que ela não possa.

Ou seja, a exclusividade e a participação mínima de 30% no pré-sal não é um fardo para a Petrobras. É um direito que coloca na mão da Petrobras e do Estado brasileiro, o poder de escolher o ritmo de investimento e produção de todos os projetos do pré-sal. E mais, o poder de dizer que projetos poderão ser feitos e, ao menos na formação inicial dos consórcios, quais empresas e países poderão participar desses projetos. É de clareza solar que essa configuração legal não agrada ao cartel internacional do Petróleo, como ficou provado pelo vazamento pelo Wikileaks dos telegramas da embaixada norte-americana no Brasil e pela comprovada espionagem de que foram vítimas a Petrobras e a Presidente da República. Mas isso é problema deles. O Brasil é um país soberano. O Brasil tem uma empresa estatal criada pela força mobilizadora do povo brasileiro na campanha "O Petróleo é nosso".

2) O pré-sal é o passaporte para o desenvolvimento social e econômico do Brasil

O pré-sal é o passaporte para o Brasil resolver as suas maiores mazelas sociais. Ele representa um volume de riqueza que sozinho pode ser muitas vezes o PIB do Brasil. Técnicos altamente qualificados da Petrobras afirmam que as reservas da Petrobras podem chegar a 300 bilhões de barris, pois considerando-se diferentes medições calcula-se que já tenham sido descobertos 70 bilhões de barris no pré-sal, que somados às reservas preexistentes de 14 bilhões de barris atingem 84 bilhões de barris. E apenas uma parte muito pequena do pré-sal foi devidamente



mensurada. O pré-sal vai de Santa Catarina ao Espírito Santo. É uma área maior do que a maioria dos países. Como reconhece o Senador Ricardo Ferraço, mais de 100 mil km² de blocos não foram sequer licitados. É óbvio que o pré-sal não se restringe a esses 70 bilhões de barris já medidos na pequena área já explorada.

E, por outro lado, as grandes reservas brasileiras não se restringem ao pré-sal. Recentemente, a Petrobras encontrou óleo em grande quantidade na bacia de Sergipe-Alagoas. Estimativas iniciais dão conta de que apenas um dos blocos já perfurados pode chegar a mais de 3 bilhões de barris. Especialistas consideram que a bacia alcance Pernambuco e que esta reserva deva classificada como supergigante. Isso sem considerar a faixa equatorial que promete ser promissora em decorrência de grandes reservas em formações geológicas semelhantes encontradas na Guiana Francesa. Nesse sentido, considerar para o Brasil como um todo as estimativas de 300 bilhões de barris, feitas pela prestigiosa e reconhecida Associação dos Engenheiros da Petrobras (AEPET) apenas para o pré-sal, são realistas.

Considerando que esses 300 bilhões de barris deverão ser extraídos a partir da próxima década a um preço médio superior a 100 dólares o barril, estamos tratando de uma riqueza de mais de 30 trilhões de dólares. Isso significa quase 2 vezes o PIB dos EUA, ou 10 vezes o PIB brasileiro. Se considerarmos uma população brasileira de 200 milhões de pessoas, temos um valor de 150 mil dólares por pessoa ou de R\$ 468 mil, ou ainda de 2 milhões e 340 mil reais por família de 5 pessoas.

Em termos de PIB, podemos estimar o papel potencial do pré-sal no PIB brasileiro da seguinte forma. Os EUA produzem quase 11 milhões de barris por dia e possuem uma reserva de petróleo de apenas 35 bilhões de barris. A Rússia tem uma reserva de 87 bilhões de barris, similar à reserva já medida no Brasil, e também produzem quase 11 milhões de barris dia. As reservas brasileiras, que podem chegar a 300 bilhões de barris, também podem ser exploradas ao ritmo de 11 milhões de barris dia. Suponhamos que no final da próxima década o Brasil alcance esses 11 milhões de barris dia e consuma 4 milhões de barris dia. Haverá assim um excedente para exportação de 7 milhões de barris dia. Se o preço médio de exportação na próxima década for de 100 dólares, isso significa 255 bilhões de dólares anuais em exportações. Se considerarmos o atual coeficiente de importações de 15%, esse volume permitiria que o PIB seja expandido em 1,7 trilhões de dólares, sem afetar negativamente a balança comercial. Com isso o PIB brasileiro poderia aumentar para US\$ 4,7 bilhões. Teríamos assim, na próxima década, o 4º PIB do mundo, se considerarmos, conservadoramente, que o resto da nossa base econômica cresça em média igual ao Japão e a Alemanha, países cujas economias seriam ultrapassadas pela nossa. Com isso, sem considerar os avanços em outras áreas da economia, o pré-sal sozinho poderia colocar nosso PIB per capita em torno de 24 mil dólares anuais, em valores atuais. Isso é próximo ao PIB per capita dos países mediterrâneos da União Europeia. Isso só com a exploração do pré-sal. É esse o "fardo" que o incrível PLS 131 que nos "livrar" e transferir para o cartel internacional do petróleo.

Por isso, é preciso dizer um rotundo não à desnacionalização do petróleo brasileiro, que, ao final e ao cabo, é ao que o PLS 131 nos levaria. Mas é preciso mais. É absolutamente necessário que a maioria dos equipamentos e serviços sejam fornecidos por empresas brasileiras. Também é absolutamente necessário que a tributação sobre a exploração do petróleo seja aumentada. Caso contrário, boa parte dessa riqueza não ficará no Brasil se esvaindo para o exterior na forma de importações e remessas de lucros.

3) A Petrobras descobriu o pré-sal por sua conta e risco

Depois de décadas de pesquisa e bilhões de reais em investimento brasileiro, a Petrobras descobriu o pré-sal sem ajuda das petroleiras estrangeiras. A partir do desenvolvimento tecnológico eminentemente nacional e do conhecimento acumulado sobre nossas bacias sedimentares foram os brasileiros que descobriram as jazidas gigantes do pré-sal, portanto, cabe

a nós brasileiros operarmos essa riqueza para usufruto de nosso povo. Nesse sentido, a exigência de 30% a que obriga a lei, é até modesta.

A Petrobras e o governo brasileiro assumiram todo risco exploratório, o primeiro poço do Pré-Sal foi perfurado pela Petrobras. Custou-nos anos e anos de esforço tenaz e centenas de milhões de reais. Antes disso, nenhuma empresa estrangeira havia sequer cogitado ser possível retirar petróleo sob tamanha profundidade, tão distante da nossa costa e sob milhares de metros de rocha e mais de dois quilômetros de sal. Nós brasileiros acreditamos ser possível. Dedicamos-nos sozinhos a superar esse grande desafio e triunfamos. O Brasil, quando quer, pode mais. Depois disso, o mundo passou a saber que basta furar abaixo da camada de sal que o petróleo está lá em grande quantidade. O Brasil e a nossa Petrobras ensinaram ao mundo. E aí a rapina acendeu os seus olhos de águia. As empresas estrangeiras podem contratar a preço de ouro técnicos brasileiros aposentados ou da ativa da Petrobras ou de seus fornecedores de serviços ou equipamentos para obter o conhecimento de como chegar lá no fundo, lá no Pré-Sal. A Petrobras e o Brasil nada cobram pela transferência de tecnologia nessa forma. O Brasil não faz nenhuma tributação especial sobre as petroleiras estrangeiras que exploram essa grande riqueza nacional usando o conhecimento que o Brasil desenvolveu. A Lei exige apenas que a Petrobras seja a única operadora e que tenha 30% da participação nas empresas que exploram. É uma exigência realmente modesta, muito menor do que é exigida pelas grandes nações exportadoras de petróleo. Mas a ganância e a rapinagem do cartel internacional do petróleo quer mais, quer tudo, quer a Petrobras fora do Pré-Sal. Quer, cinicamente, assumir o "fardo do Pré-Sal". Mas os brasileiros não somos idiotas, nem estamos dispostos a trocar riquezas minerais por espelinhos.

É justo e de direito que quem correu esse custo, a Petrobras, tenha alguma preferência, e que os donos dos recursos e da empresa, o povo brasileiro, tenha um mínimo de exclusividade já garantido em lei sobre sua riqueza. Por isso, convoco Vossa Excelência a dizer um rotundo não ao PLS 131/2015.

4) Riscos mínimos, alta produtividade e baixos custos

Depois que a Petrobras desenvolveu mapeou as reservas, desenvolveu a tecnologia e pagou para ver, os riscos no pré-sal se tornaram mínimos e bem conhecidos, não há necessidade de partilhar riscos. O retorno é garantido e é altíssimo, pois, como mostra o mais recente balanço trimestral relatório da empresa, os custos de extração do pré-sal são de apenas 9 dólares por barril. O que gera muito lucro e excedente, mesmo quando o petróleo está em patamares considerados muito baixos como os atuais 62 dólares por barril. Assim, não se justifica a suposta necessidade de atrair multinacionais pela cessão da condição de operadora dos consórcios, com o suposto objetivo de gerenciar riscos.

A Petrobras é a empresa com maior experiência na operação em águas profundas; conhece, em detalhes, os custos envolvidos na produção nas bacias brasileiras e dispõe de infraestrutura que reduz os custos. A eficiência da exploração e da produção é comprovada pelo índice de sucesso exploratório e pela alta produtividade dos poços, muito superior às médias dos seus competidores.

A atual Diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Solange Guedes, informou, em palestra na Offshore Technology Conference em Houston em maio de 2015, que das treze plataformas em produção no pré-sal seis estão na Bacia de Campos e sete na Bacia de Santos. Na apresentação, a Diretora afirmou que a produção no pré-sal, em fevereiro de 2015, havia atingido 737 mil barris por dia, por meio de apenas 37 poços.

Afirmou, também, que, apesar de que nem todos os poços previstos para os sistemas de produção atuais na província do pré-sal estarem conectados, o custo de extração da Petrobras nessa província está caindo. Segundo a Diretora da Petrobras, o custo de extração no pré-sal é de US\$ 9,1 por barril, abaixo da média da empresa, de US\$ 14,6 por barril, e da média das empresas do setor, de US\$ 15 por barril.



Fica claro, então, que a província do pré-sal é um verdadeiro tesouro público e, com essa visão, deve ser explorada pela Petrobras, de forma a garantir maior retorno para o País dessa riqueza natural.

5) A principal razão da exclusividade da Petrobras é o controle dos custos e da medição

É alto o risco de fraude no cálculo dos custos dos empreendimentos e da operação com a consequente redução da fração de petróleo partilhada com o Estado brasileiro. Os custos dos empreendimentos e da operação são contabilizados pela operadora e descontados do petróleo que é partilhado entre os contratados e a União.

Os custos operacionais do consórcio são ressarcidos em petróleo. Quanto menores esses custos e maior a participação societária da Petrobras, maior a parcela de petróleo que será propriedade do Estado brasileiro. A propriedade do petróleo confere vantagem geopolítica na medida em que o Estado pode administrar a riqueza do pré-sal, finita e vital sob os pontos de vista econômico, diplomático e militar.

Também é importante destacar que o papel da Petrobras como operadora reduz a possibilidade de fraudes na medição dos volumes de petróleo e gás produzidos e, portanto, reduz o risco de sonegação de impostos e evasão de divisas na exploração do óleo feitas a centenas de quilômetros da costa brasileira.

6) Aumento da participação governamental

A operação única com máxima participação societária da Petrobras permite que maior parcela da riqueza natural do petróleo do pré-sal seja convertida em resultados econômicos para a população brasileira, com destaque para as áreas sociais, como educação e saúde.

7) Política industrial e empregos

A Petrobras, como operadora única, conduz os empreendimentos, o que permite a seleção e o desenvolvimento de fornecedores de bens e serviços. Isso permite a implementação de uma política industrial para maximizar o conteúdo local, em bases competitivas, e garantir o desenvolvimento nacional.

A operação e a condução dos empreendimentos pela Petrobras possibilitam que mais e melhores empregos sejam criados no Brasil. As multinacionais contratam serviços especializados em seus países de origem e empregam especialistas, supervisores, gerentes e executivos estrangeiros.

8) Desenvolvimento tecnológico

A experiência operacional é essencial para garantir o domínio e o contínuo desenvolvimento tecnológico. O nível tecnológico atingido pela Petrobras é fruto do desenvolvimento científico e sua aplicação, sendo a operação etapa essencial para o aprendizado e o avanço tecnológico. Ceder a condição de operadora única retira vantagem estratégica, expõe o conhecimento a potenciais competidores e reduz as oportunidades de aprendizado.

A Petrobras detém tecnologia, capacidade operacional e financeira para liderar a produção, na medida do interesse social e do desenvolvimento econômico nacional. A empresa é reconhecida internacionalmente pela sua liderança no desenvolvimento tecnológico da exploração e da produção de petróleo em águas profundas.

A capacidade operacional é atestada pela velocidade em que desenvolveu a produção na camada do pré-sal. Produção que já alcança 800 mil barris por dia em tempo recorde em comparação ao desenvolvimento de províncias marítimas estrangeiras, como, por exemplo, as do Mar do Norte e as do Golfo do México.

A produção de 800 mil barris por dia foi alcançada apenas oito anos após a primeira descoberta de petróleo na província do pré-sal, ocorrida em 2006. Para se alcançar a produção de óleo de 800 mil barris por dia no Brasil, foram necessários 40 anos e a operação de 6.374 poços. Na Bacia de Campos, esse mesmo volume de produção foi alcançado em 24 anos, com 423 poços.

9) Benefícios sociais e interesse nacional

A renda petroleira e a propriedade do petróleo, desde que bem administrados pelo Estado Nacional, podem se transformar em benefícios sociais para o conjunto da população brasileira. Ter a Petrobras como operadora única possibilita maior controle social e diminui o risco de extração predatória dos campos do pré-sal, caso sejam licitados.

Essa extração prejudica a recuperação total de petróleo e compromete os resultados econômicos de médio e longo prazos. Cabe registrar que o art. 12 da Lei nº 12.351/2010 permite entregar à Petrobras, sem licitação, determinadas áreas estratégicas, "visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética".

Quando o governo decide licitar determinado bloco do pré-sal, a política de exploração será determinada no âmbito do seu Comitê Operacional, nos termos do art. 24, composto pelo presidente da PPSA e por um representante de cada uma das empresas consorciadas, conforme art. 23.

No entanto, qualquer decisão estratégica, em termos da quantidade produzida, do destino e do preço, entre outras, será objeto de negociações, disputas e controvérsias no âmbito desse Comitê. Não haverá, necessariamente, convergência entre os interesses do Estado brasileiro, o das empresas estrangeiras e, indiretamente, os dos Estados de origem dessas companhias.

Apesar da relação potencialmente contraditória entre os interesses das empresas multinacionais consorciadas, a Petrobras e o Estado Nacional, o fato de a Petrobras ter a operação dos campos possibilita reunir mais argumentos técnicos para evitar decisões que não sejam do interesse público.

10) Ritmo das licitações

Os blocos já licitados e as áreas já contratadas e em desenvolvimento são suficientes para atender ao mercado interno por décadas. A urgência em promover novas licitações, para as quais poderiam vigorar alterações na atual legislação, não interessa ao desenvolvimento nacional. A realização de novas licitações e a aceleração do ritmo de produção do pré-sal beneficiaria os países importadores na medida em que haveria aumento da oferta mundial e pressão para queda dos preços. Além disso, favoreceria empresas multinacionais, cujas reservas estão em declínio.

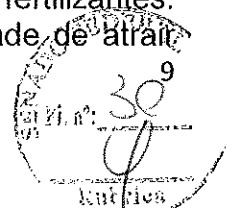
11) Manutenção da liderança

A Petrobras é a empresa com melhores perspectivas entre as empresas de capital aberto em termos de reservas, de produção de petróleo e de derivados, de garantia de acesso a mercados pujantes e com potencial de crescimento, além da geração de caixa. Todos esses fatores reservam à Petrobras vantagem competitiva, especialmente em relação às empresas multinacionais com ações negociadas em bolsa e suas competidoras.

A manutenção da Lei nº 12.351/2010, com operação única e máxima participação da Petrobras nos consórcios do pré-sal, é essencial para garantir que as vantagens comparativas do Brasil perdurem e se convertam em resultados econômicos e sociais.

12) O Controle do petróleo é estratégico

O petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto que possa garantir a demanda atual e futura de combustíveis líquidos, de produtos petroquímicos e de fertilizantes. Sob a alegação de urgência na produção do pré-sal, alguns justificam a necessidade de atrair



multinacionais, com a cessão da condição de operadora dos consórcios. Argumentam, ainda, que o petróleo será substituído e assim as reservas perderiam valor caso não ocorra sua urgente extração. Na realidade, o petróleo é um recurso singular, não existe nenhum recurso similar em termos de densidade energética e da diversidade de compostos orgânicos, dificilmente encontrados na natureza, que o constituem.

Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são movidos por derivados de petróleo, milhares de compostos petroquímicos fazem parte da maioria dos produtos e os fertilizantes são os responsáveis pela produtividade agrícola.

Existe correlação entre o preço do petróleo e o preço dos alimentos, uma vez que o petróleo é fundamental nas cadeias produtivas. O petróleo é o principal recurso natural da humanidade. Ele motivou os principais conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial. É importante ressaltar que não há evidência científica de que exista recurso natural sucedâneo ao petróleo, em qualidade, quantidade e multiplicidade de usos. Assim, a propriedade do petróleo é estratégica e sua produção deve ser compatível com o desenvolvimento da economia nacional e submetida ao interesse social.

Também é importante que se agregue valor ao petróleo e ao gás natural com operações de refino e que se garanta a autossuficiência nacional em derivados básicos. Fundamental, ainda, é seu processamento com vistas à produção de petroquímicos e fertilizantes.

Com a renda petrolífera, pode-se também realizar investimentos para a produção de energia a partir de fontes renováveis visando à sustentabilidade e à resiliência da sociedade, preparando o País para o futuro. Para evitar que interesses privados se imponham aos interesses da maioria da população brasileira, é essencial que a Petrobras lidere a produção do pré-sal na condição de operadora única.

Roberto Requião é Senador. Foi governador do Paraná por 3 mandatos, prefeito de Curitiba e Senador por 2 mandatos. Agradeço ao consultor da câmara Paulo César Lima por parte dos argumentos.



SENADO FEDERAL
Presidência

Brasília, de junho de 2015.

A Sua Senhoria o Senhor
LUIZ FERNANDO BANDEIRA DE MELLO
Secretário-Geral da Mesa do Senado Federal

Senhor Secretário-Geral,

Cumprimentando-o, encaminho, para conhecimento e providências pertinentes, os anexos expedientes constantes da relação abaixo, que foram endereçados a esta Presidência.

DOCUMENTO	ORIGEM	ASSUNTO
Ofício nº 609/2015	Câmara Municipal de Novo Hamburgo	ENCAMINHA MOÇÃO DE Nº 10/2015, QUE MANIFESTA APELO PELA PRORROGAÇÃO DOS EFEITOS DA LEI Nº 11.438, DE 29/12/2006, QUE DISPÕE SOBRE INCENTIVO E BENEFÍCIOS PARA FOMENTAR AS ATIVIDADES DE CARÁTER DESPORTIVO".
Ofício Circular – SINDIJUFE-RO/AC/2015	SINDIJUFE – Sindicato dos Servidores do Poder Judiciário Federal em Rondônia e Justiça do Trabalho no Acre	SOLICITA APOIO, PARA IMPRETERÍVEL VOTAÇÃO E APROVAÇÃO DO PLC 28/2015 NO PADRÃO EM QUE FOI PROPOSTO.
Ofício GP nº 194/2015	Tribunal Regional do Trabalho da 2ª Região	ENCAMINHA NOTA DE APOIO AO PROJETO DE LEI Nº 28/2015 QUE ALTERA O PLANO DE CARREIRA DOS SERVIDORES DO PODER JUDICIÁRIO DA UNIÃO (LEI Nº 11.416/2006).
Aviso nº 225/GMP/MF-DF	Ministério do Estado da Fazenda	ENCAMINHA DOCUMENTAÇÃO CONTENDO, ALÉM DE RELAÇÃO DAS OPERAÇÕES DE CRÉDITOS ANALISADAS NO ÂMBITO DAQUELE MINISTÉRIO NO MÊS DE MAIO DE 2015, TABELAS DEMONSTRATIVAS DA POSIÇÃO DE ENDIVIDAMENTO DOS ESTADOS, DO DISTRITO FEDERAL E DOS MUNICÍPIOS.
Documento sem Numero	Roberto Requião	NO QUAL ENCAMINHA ARGUMENTO SOBRE O PLS 131.
Ofício nº 028/2015/ABA/PRES	Associação Brasileira de Antropologia	encaminha nota daquela Associação sobre a supressão de "gênero" w "orientação sexual" nos planos municipais e estaduais e nacional da educação.
Ofício nº 003/15/GP-BR/ES	Congresso Nacional	INFORMA QUE FOI REINSTALADO NO CONGRESSO NACIONAL, EM 13/06/2015, O GRUPO PARLAMENTAR BRASIL - ESPANHA. NA MESMA OPORTUNIDADE FOI ELEITA E EMPOSSADA SUA DIRETORIA. ENCAMINHA CÓPIA DA ATA DA REUNIÃO DE REINSTALAÇÃO DO GRUPO PARLAMENTAR BRASIL - ESPANHA NA 55ª LEGISLATURA, A RELAÇÃO DOS PARLAMENTARES QUE O INTEGRAM E A COMPOSIÇÃO DE SUA DIRETORIA.

Atenciosamente,

VINICIUS LAGES
Chefe de Gabinete

