

**DEPARTAMENTO DE CIÊNCIA POLÍTICA - DCP**  
**CURSO DE GESTÃO PÚBLICA**

**OS REGIMES DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E AS RECEITAS  
GOVERNAMENTAIS NO BRASIL**

Ramon Fidel Zuccolotto Alves Hortelan

Belo Horizonte - MG

2017

## **OS REGIMES DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E AS RECEITAS GOVERNAMENTAIS NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de graduação em Gestão Pública da Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas da Universidade Federal de Minas Gerais, em junho de 2017, como requisito à obtenção do título de Bacharel em Gestão Pública.

Orientador: Prof. Klaus Guimarães Dalgaard.

Ramon Fidel Zuccolotto Alves Hortelan

Belo Horizonte, MG

2017

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de graduação em Gestão Pública da Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas da Universidade Federal de Minas Gerais, em junho de 2017, como requisito obrigatório à obtenção ao título de Bacharel em Gestão Pública.

A banca examinadora resolveu atribuir a nota **90** ao aluno Ramon Fidel Zuccolotto Alves Hortelan na disciplina DCP050 – Trabalho de Conclusão de Curso - TGP10, pela apresentação deste trabalho.

**Banca examinadora**

Orientador: \_\_\_\_\_

Professor: Klaus Guimarães Dalgaard, Dr<sup>o</sup>.

Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG

Convidado: \_\_\_\_\_

Professor: Márcia Miranda Soares, Dr<sup>a</sup>.

Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, pela vida e bênçãos, pois sem Ele nada seríamos.

Agradeço à minha mãe (Célia), pelos conselhos e paciência e por ter aberto mão de seus sonhos profissionais para criar minha irmã e eu. Ao meu pai (Homero), que sempre se desdobrou para que eu pudesse ter uma orientação acadêmica digna. E porque sem eles eu não seria a metade do que sou hoje.

Agradeço (à) minha irmã Flávia, por sempre me dar força para buscar meus sonhos e estar sempre disponível para ajudar.

Agradeço também à minha sobrinha Júlia, que, aos quatro anos, dentro do seu entendimento, compreendia que eu precisava estudar e não podia brincar o tanto que ela gostaria.

Sem vocês essa graduação não seria possível. Esta conquista é nossa.

Agradeço também ao professor Klaus Dalgaard, que se prontificou a me orientar nessa jornada.

Obrigado!

## RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso busca, através da análise da literatura, saber qual o melhor regime de exploração e produção de petróleo, no que tange à arrecadação de receitas governamentais. Ao contrário dos argumentos apresentados pelo governo para mudança do marco regulatório brasileiro, verificou-se que não há qualquer motivo para escolher entre o Modelo de Concessão ou o Modelo de Partilha de Produção, estritamente pensando em maior arrecadação. O regime que entregará maior receita governamental ao Estado será aquele que prevê regras e alíquotas que determinem porcentagem de renda adequada ao país. Outro aspecto importante abordado é a maneira como os recursos provenientes da atividade petrolífera serão distribuídos à União, estados e municípios. A preferência na escolha do modelo se dará por questões geológicas e ideais políticos. Constatou-se também um desperdício de recursos, seja por projeto de pouca efetividade ou pela corrupção. Podendo o Brasil como um todo estar sofrendo da “maldição do petróleo”, necessitando de estudos mais aprofundados para comprovação da hipótese de maneira empírica.

**Palavras-chaves:** exploração e produção, marco regulatório, concessão, partilha de produção, receita governamental.

## SIGLAS E ABREVIACÕES

E&P: Exploração e Produção.

PEM: Programa Exploratório Mínimo.

PE: Participações Especiais.

CPPs: Contratos de Partilha de Produção.

SGMB: Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro.

DNPM: Departamento Nacional de Produção Mineral.

CNP: Conselho Nacional do Petróleo.

Depex: Departamento de Exploração.

Nasa: *National Aeronautics and Space Administration.*

FHC: Fernando Henrique Cardoso.

FUP: Federação Única dos Petroleiros.

Aepet: Associação dos Engenheiros da Petrobras.

ANP: Agência Nacional de Petróleo.

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética.

Conama: Conselho Nacional do Meio Ambiente.

Marpol: Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios.

CLC: *Civil Liability Convention (oil pollution legislation).*

OPRC: *International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-Operation.*

PPSA: Pré-Sal Petróleo S.A.

FPE: Fundo de Participação dos Estados.

FPM: Fundo de Participação dos Municípios.

MME: Ministério de Minas e Energia.

FS: Fundo Social.

CGFFS: Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social.

CDFS: Conselho Deliberativo do Fundo Social.

Dieese: Departamento Intersindical de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos.

IR: Imposto de Renda.

PL: Projeto de Lei.

DEM: Democratas.

PCdoB: Partido Comunista do Brasil.

PDT: Partido Democrático Trabalhista.

PHS: Partido Humanista da Solidariedade.

PMDB: Partido do Movimento Democrático Brasileiro.

PMN: Partido da Mobilização Nacional.

PP: Partido Progressista.

PPS: Partido Popular Socialista.

PR: Partido da República.

PRB: Partido Republicano Brasileiro.

PSB: Partido Socialista Brasileiro.

PSC: Partido Social Cristão.

PSDB: Partido da Social Democracia Brasileira.

PSOL: Partido Socialismo e Liberdade.

PT: Partido dos Trabalhadores.

PTB: Partido Trabalhista Brasileiro.

PTC: Partido Trabalhista Cristão.

PV: Partido Verde.

ICMS: Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

STF: Superior Tribunal Federal.

Anpocs: Associação Nacional de Pós-graduação e Pesquisa em Ciências Sociais.

Ideb: Índice de Desenvolvimento da Educação Básica.

IDH: Índice de Desenvolvimento Humano.



## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1:</b> Vantagens vs. Desvantagens do Modelo de Concessão.....	44
<b>Quadro 2:</b> Vantagens vs. Desvantagens do Modelo de Partilha de Produção.....	45
<b>Quadro 3:</b> Votação do PL nº5940/2009.....	48
<b>Quadro 4:</b> Configuração dos modelos de maneira equivalente para arrecadação.....	54

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO 1: Breve Histórico do Petróleo no Brasil.....</b>	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO 2: Características do Modelo de Concessão.....</b>	<b>27</b>
2.1 – Lei nº 9.478 de 1997. (“Lei do Petróleo”).....	27
2.1.1 – Bens da Indústria Nacional.....	28
2.1.2 – Programa Exploratório Mínimo (PEM).....	29
2.1.3 – Receitas Governamentais.....	29
2.1.4 – Extinção do Contrato de Concessão.....	32
<b>CAPÍTULO 3: Características do Contrato de Partilha de Produção.....</b>	<b>33</b>
3.1 – <i>Cost Oil</i> (Custo em Óleo).....	34
3.2 – <i>Profit Oil</i> (Excedente em Óleo).....	35
3.3 – Lei nº 12.351 de 2010.....	36
3.3.1 – Pré-Sal Petróleo – S.A. (PPSA).....	36
3.3.2 – Fundo Social.....	38
3.3.3 – Cessão Onerosa.....	39
3.3.4 – Receitas Governamentais da Partilha de Produção.....	40
3.3.5 – Libra.....	41
<b>CAPÍTULO 4: As Vantagens e Desvantagens dos Regimes e os Impactos nas Receitas Governamentais.....</b>	<b>44</b>
4.1 – Características para a Escolha do Regime de E&P.....	47
4.2 – Análise sobre as Receitas Governamentais.....	50
4.3 – Distribuição das Receitas Governamentais.....	55

<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>61</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>64</b>

## INTRODUÇÃO

O petróleo tem papel extremamente importante no mundo moderno. Desde a Revolução Industrial, quando os motores que utilizavam carvão para combustão foram trocados pelo de combustão interna, que utilizava derivados do petróleo, o que deu mais rapidez ao processo industrial, o mundo vivencia uma corrida pelo controle de suas reservas. Possui alto valor agregado pela importância nos meios de produção: o petróleo é usado para locomoção de pessoas e cargas, fertilizantes e vários derivados, como produtos plásticos. Sendo assim, um importante, se não o principal gerador de receitas para os Estados Nacionais, através de sua venda no mercado internacional. Além de promover a segurança energética dos países. (LIMA, 2015; SAUER e RODRIGUES, 2016).

O presente estudo tentará responder a pergunta-chave deste trabalho: qual o melhor regime de extração de hidrocarbonetos contratos de partilha ou concessão para maximizar as receitas governamentais? Espera-se que o modelo escolhido preveja regras onde o Estado seja o maior beneficiado com a apropriação monetária de seus recursos naturais, fazendo com que a população seja maior beneficiada com políticas públicas que visem o desenvolvimento social e, por consequência, um maior bem-estar.

Após a descoberta e anúncio do Pré-sal em 2006 pela Petrobras, “foram geradas expectativas de que o desenvolvimento dos novos recursos abriria uma nova página na história brasileira, propiciando a mudança radical na estrutura social e econômica”. (SAUER E RODRIGUES, 2016). Diante dessa descoberta, foi levantado pelo governo Lula que o regime de concessão vigente, de 1997, não seria o melhor modelo para apropriação das receitas governamentais que as novas reservas trariam. Por isso, em 2009, foi enviado ao Congresso Nacional, para votação em regime de urgência, um Projeto de Lei que modificaria o Regime de Exploração e Produção (E&P) de petróleo nas áreas do Pré-sal e áreas consideradas estratégicas pelo governo. Em 2010, tal projeto se tornou a Lei 12.351/10, que introduziu o regime de partilha e outras providências, bem como a Lei 12.276/2010, que trata sobre o Regime de Cessão Onerosa à Petrobras.

Para responder o questionamento proposto, passaremos pela história do petróleo no Brasil, desde os primeiros indícios de petróleo no país, passando pelas primeiras regulamentações, até os dias atuais, mostrando que o tipo de regime extrativista nunca

foi e ainda não é consenso entre os governantes e estudiosos do assunto. A explanação dessa história será feita pelo capítulo um.

O capítulo dois abordará as características do regime de concessão proposto pela Lei 9.478 de 1997, como a exigência de Bens da Indústria Nacional, o Programa Exploratório Mínimo (PEM), e as Receitas governamentais, que são: Bônus de Assinatura, *Royalties*, as Participações Especiais (PE), a Taxa de Ocupação e Retenção de Área, e como um contrato pode ser extinto.

O terceiro capítulo abordará as características do Modelo de Contratos de Partilha de Produção (CPPs). Explicará o que é *cost oil* (custo em óleo), *profit oil* (Excedente em óleo), como se dá a arrecadação das receitas governamentais nesse modelo, além das diferenças que o modelo proposto pela Lei 12.351 de 2010 tem de outros no mundo.

O quarto capítulo buscará responder a pergunta proposta e também verificar se os argumentos levantados pelo governo são plausíveis para a quebra de regime jurídico gerado pela aprovação do Novo Marco Regulatório do Petróleo (Lei nº 12.351 de 2010). Além da quebra do regime jurídico, que altera as classificações de risco para os investimentos privados no país e deixa as empresas reticentes a investir, à maneira como foi formulada a Lei 12.351/2010 - deixando em aberto qual será a porcentagem da participação do Brasil no *profit oil*, ou seja, não regulamenta qual será a receita governamental recebida. Tal medida deixa uma lacuna muito grande no que tange à previsão da arrecadação futura.

Outro grande dilema criado pelo Novo Marco Regulatório são as divisões dos *royalties* entre os estados produtores e não produtores, o qual virou tema de grande conflito e ainda não decidido. Tal medida afeta diretamente as receitas governamentais dos estados produtores, pois o regime de concessão destina a maior parte das receitas a esses estados e também aos municípios confrontantes. Tais disputas também tentam colocar os contratos vigentes, regulados pela Lei do Petróleo, em pauta. Isso pode acarretar graves problemas financeiros aos estados e municípios produtores.

Portanto, um estudo sobre o tema se faz necessário para verificar se a receita governamental no regime Partilha de Produção será realmente maior que a recebida pelo regime de concessão, como argumentado pelo governo para a troca de marco

regulatório. Tal estudo será feito pela análise das regras estabelecidas pela “Lei do Petróleo”, pela Lei nº 12.351/2010 e pela literatura consultada.

A análise será realizada por meio de uma revisão bibliográfica sobre os regimes de exploração de petróleo (Concessão x Partilha de Produção). Para melhor entendimento do que levou (à) mudança do Marco Regulatório da exploração do Petróleo no Brasil, será feita uma contextualização dos momentos em que cada lei foi proposta e aprovada. Serão listadas diversas características desses regimes, como: vantagens e desvantagens de cada um e tipos de arrecadação previstos em cada regime.

## **CAPÍTULO 1 – Breve histórico do Petróleo no Brasil**

Há indícios de petróleo em solo brasileiro desde 1858, denominado por Lucchesi (1998) como “período Pré-Petrobras”. Nesse período, a atividade exploratória estava aberta à iniciativa privada e havia pouco conhecimento sobre a existência de petróleo, sem comprovações científicas. Entre 1858 e 1938 havia livre iniciativa doméstica. Em 1907 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB), que trouxe um teor mais profissional à exploração de petróleo no Brasil. Contudo, “o número de perfurações que realizou manteve-se muito aquém das necessidades e das dimensões do Brasil” (MORAIS, 2013). Em 1933, foi criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que, juntamente ao primeiro, implementou maior organização à atividade exploratória no período. Todavia, ainda existia carência de recursos e de um órgão dedicado a essa atividade, sendo que a segunda foi suprida com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP).

“A primeira legislação do Petróleo no Brasil pode ser datada de 1938, com o decreto nº 395, que instituiu o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e declarou de utilidade pública o abastecimento nacional de Petróleo” (SOUZA E PEREIRA, 2013). O CNP supervisionava, regulamentava e executava “as atividades petrolíferas no Brasil” (BASTOS E SENA, 2010, p. 8).

Na época, surgiram duas correntes ideológicas distintas. A primeira queria o Estado em toda a cadeia produtiva, ou, quando mais moderada, admitia capital privado nacional. A segunda corrente moldada por aspectos liberais, defendia “a livre abertura da exploração do petróleo para empresa estrangeiras, sob o monitoramento do Estado” (SOUZA E PEREIRA, 2013). A “briga” entre os nacionais desenvolvimentistas e os liberais vai se alongar até os dias de hoje, mostrando o quanto o assunto petroleiro é importante no país.

A história de Petrobras é ilustrativa do processo histórico de produção e exploração (E&P) de petróleo no território brasileiro. Portanto, após a campanha do “Petróleo é Nosso”, durante as eleições de 1949, e a ascensão de Vargas à presidência, em 1951, foi enviado o Projeto de Lei nº 1.516 para criação da empresa. O projeto previa uma empresa com moldes “*holding* bastante flexível”, que facilitava a captação de recursos estrangeiros. Porém, foi altamente modificado, criando uma empresa totalmente estatal. Entretanto, de acordo com o cenário político na época e graças a congressistas

conservadores, a expressão “monopólio estatal” foi totalmente retirada, impedindo, assim, a criação de uma empresa totalmente controlada pelo Estado. (MORAIS, 2013; SOUZA E PEREIRA, 2013).

Mais tarde, em 1953, foi criada a Petrobras, pela Lei 2.004, sob uma ótica mais nacionalista e com apoio do presidente Vargas. A empresa serviu como um “agente impulsionador de investimentos em bens de capital em vários setores da economia, promovendo o desenvolvimento econômico nacional e regional onde estivesse presente” (BASTOS e SENA, 2010). Cabe ressaltar que a empresa não foi criada com o “monopólio da exploração, produção, refino e transporte do Petróleo” (MORAIS, 2013), sendo o monopólio da União e exercido pelo CNP e executado pela Petrobras, pois o Estado detinha 51% de suas ações. O monopólio passou à empresa estatal após “medida apenas legalizada na Constituição de 1967”. (SOUZA E PEREIRA, 2013).

Algumas características da Petrobras podem ser ressaltadas:

Alguns aspectos relevantes de sua criação destacaram a Petrobras de outras companhias estatais da América Latina, (...) (i) sua estruturação como sociedade anônima, com ações negociadas em bolsa de valores; (ii) a possibilidade de sua atuação no exterior, (...), que se materializou efetivamente em 1972; (iii) uma dedicação especial à formação e ao aperfeiçoamento de seu pessoal, inclusive no exterior; e (iv) um acervo de campos e de reservas de petróleo, ainda de pouca expressão, transferido do próprio governo e não resultado de nacionalização de um grande número de campos de petróleo. (FREIRE, 2013, p. 5).

A partir de outubro de 1954, foi contratado um experiente geólogo para chefiar, à época, o recém-criado Departamento de Exploração da Petrobras. Esse era Walter Link, ex-geólogo-chefe da *Standard Oil Co. of New Jersey*, responsável por trazer para a empresa a estrutura organizacional norte-americana, grandemente centralizadora. Técnicos estrangeiros<sup>1</sup> foram contratados e os brasileiros enviados para receber treinamento no exterior. Após muitas pesquisas em solo brasileiro e eminente “fracasso” na Bacia Amazônica, foi emitido um documento conhecido como “Relatório Link” em 1961, que dizia que não havia gigantescos campos de petróleo nas bacias investigadas em Terra, e aconselhou que as pesquisas deveriam ser voltadas para as plataformas marítimas, tese que mais tarde foi corroborada<sup>2</sup>. Link foi substituído por Pedro de Moura na chefia do Depex (Departamento de Exploração) e, em 1961, juntamente a Dêlcio Oddone, emitiu

---

<sup>1</sup> MORAIS, 2013.

<sup>2</sup> ASSAYAG (2005) et. Al. MORAIS (2013).



relatório contestando as afirmações de Link. (LUCCHESI, 1998; MORAIS, 2013; FREIRE, 2013).

Entre 1960 e 1970, a Petrobras iniciou um amplo processo de construção de refinarias para óleo leve. Ademais, quando o petróleo pesado *offshore*, produzido na Bahia de Campos, passou a ser significativo na produção brasileira, houve o consenso de que era necessária a construção de uma *Grass-Root Refinery* (refinaria de óleo pesado, tradução nossa). Porém, essa pendência básica ainda não foi resolvida. Portanto, o Brasil continua exportando óleo pesado e importando óleo fino para ser processado em suas refinarias. (FREIRE, 2013).

Em 1962, o governo estendeu, por decreto presidencial, o monopólio da atividade de importação e exportação de derivados à Petrobras. Em 1971, foi criada a Petrobras Distribuidora. Assim, a única atividade que ainda podia ser exercida pelas companhias privadas de controle estrangeiro, a distribuição de derivados, passou a contar com a competição da Petrobras. (FREIRE, 2013, p. 11).

A balança comercial brasileira era cada vez mais pressionada pelo preço do petróleo. O segundo choque do petróleo aumentou ainda mais a dependência advinda de outros países. Apesar disso, o segundo choque fez com a exploração em águas profundas e em campos marginais se tornasse mais viável, o que favoreceu os investimentos nessas áreas, resultando em descobertas de novas jazidas, aumentando os dados sobre as reservas brasileiras. (LUCCHESI, 1998).

A exploração e a produção em águas profundas, que culminaram na descoberta do pré-sal, já vêm sendo desenvolvidas desde meados de 1970, período que contou com características importantes como: o segundo choque do petróleo; “a aplicação dos contratos de risco; a descoberta de petróleo, na porção terrestre da Bacia Potiguar, e de gás, na Amazônia” (Lucchesi, 1998, p. 28). Contou até mesmo com um sistema de processamento 3D utilizado pela Nasa. Esse esforço gerou descobertas de poços com boa capacidade produtiva. Em 1987, a primeira fase de operação do sistema de Albacora entrou em operação. (FREIRE, 2013).

Em meio às reformas estruturais ocorridas no Brasil na década de 1990, a chamada “flexibilização” do monopólio do petróleo também foi feita. O processo de desestatização veio logo após duas grandes crises petrolíferas, que deixaram um

processo de “estagflação<sup>3</sup> e desigualdade”. Entretanto, o processo de desestatização da indústria petroleira teve especificidades, não assumindo o mesmo caráter que as empresas de telecomunicações e energia. (SOUZA E PEREIRA, 2013).

Ao final do governo militar, a sociedade, os empresários e intelectuais da época pediam a diminuição do Estado, opinião reforçada ainda mais pelos casos de sucesso na Inglaterra e Estados Unidos. O governo já não conseguia avançar economicamente, e, nesse período, ficou exposta a ineficiência, o clientelismo, o crescimento da dívida pública e a inflação, gerando descontentamento geral da nação. As políticas públicas e sociais eram pressionadas. O Estado não conseguia investir. As soluções utilizadas foram a desestatização e as privatizações. O dinheiro recebido nesse período foi utilizado amplamente para abater a dívida pública. Figueiredo, no fim do governo militar, e Sarney, no início da democratização, implementaram os primeiros passos para as privatizações. Nesse período, o ritmo foi lento. Quando Collor assume a presidência, impõe um ritmo mais acelerado nas privatizações, até seu *impeachment*. Seu vice, Itamar Franco, já havia mostrado repúdio ao modelo neoliberal e paralisa as privatizações. (SOUZA E PEREIRA, 2013; TEIXEIRA, 2013).

A partir da eleição de FHC, em 1994, após ter ganhado popularidade com o Plano Real, “que garantiu estabilidade econômica, fundamental para os projetos *offshore*, caracterizados por elevados investimentos e longa maturação” (TEIXEIRA, 2013) e um aumento na credibilidade da política de privatizações, o presidente ganha impulso necessário para dar continuidade ao processo durante seu mandato. (SOUZA E PEREIRA, 2013).

Dentro do projeto de reconstrução nacional de FHC, o ponto de partida deveria ser a reforma da Administração Pública, acompanhada de um conjunto de modificações constitucionais, permitindo investimentos privados nacionais e estrangeiros em setores de infraestrutura e levando a uma maior flexibilidade da economia nacional. (SOUZA E PEREIRA, 2013, p. 49 e 50).

Em 1995, foi enviada ao congresso brasileiro uma série de propostas de emendas constitucionais, dentre elas, como principal medida, a “flexibilização” do monopólio do petróleo, que alteraria o Art. 177 da Constituição. “Medida que buscava ampliar a concorrência, permitindo a atuação de empresas privadas (nacionais e estrangeiras) na exploração, importação e refino de petróleo”. Outras áreas discutidas no mesmo texto foram rapidamente aprovadas. Porém, a questão do petróleo ainda era vista com receio

---

<sup>3</sup> TEIXEIRA, 2013.

pela maior parte dos congressistas e com oposição forte do Sindicato dos Petroleiros. (BASTOS E SENA, 2010; SOUZA E PEREIRA, 2013).

Durante o movimento para abertura do setor petrolífero ao capital privado, estrangeiro e nacional, foram muitas as manifestações contrárias à nova legislação, em maior parte feitas pelo partido de oposição da época e também pelos “membros da Federação Única dos Petroleiros (FUP) e da Associação dos Engenheiros da Petrobras (Aepet)”. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

Após dois anos de tramitação no Congresso e carta do presidente Fernando Henrique Cardoso ao então presidente do Senado e ex-presidente da República José Sarney, firmando compromisso de que a privatização não seria o caminho em relação à Petrobras, a “Lei do Petróleo” foi aprovada. (TEIXEIRA, 2013; SOUZA E PEREIRA, 2013).

Um dos medos da época era o enfraquecimento da Petrobras e, por consequência, a “quebra” da empresa, motivo de orgulho brasileiro. Isso causava bastante espanto às autoridades nacionais contrárias ao fim do monopólio do petróleo exercido por ela, mas não se materializou. A empresa continuou sendo líder da atividade petrolífera no Brasil, e ainda aumentou a produtividade seis anos após a aprovação da Emenda Constitucional nº 9/95. (DE MELLO, 2013; SOUZA E PEREIRA, 2013).

Uma das atitudes tomadas para evitar o enfraquecimento e visando proteger todo o investimento que a empresa já havia feito durante 45 anos de atuação monopolista, foi a assinatura de 397 contratos de concessão entre a ANP e a Petrobras, “conhecida como rodada zero<sup>4</sup>”, com foco naquelas áreas onde a empresa já havia despendido recursos para exploração ou já estava produzindo. (ZYLBERZTAJN e AGEL, 2013; VELLOZO, 2013; TEIXEIRA, 2013).

As áreas em que a Petrobras já havia feito grandes investimentos foram repassadas à mesma, respeitando as regras “dos contratos de concessão que estabelecem prazos e metas para realização dos investimentos da fase de exploração e início dos testes e da produção propriamente dita”. (VELLOZO, 2013, p. 128).

A Emenda Constitucional nº 9/1995 retirou o monopólio de execução da cadeia produtiva de petróleo da Petrobras e flexibilizou as regras, autorizando a contratação de

---

<sup>4</sup> Nota técnica nº 129, Dieese, 2013.

empresas privadas para atividades produtivas em relação ao Petróleo. Também foi responsável por criar uma lei que regesse as contratações das empresas e garantisse “fornecimento de petróleo em todo o território nacional” (BASTOS E SENA, 2010, p. 8), bem como as atribuições e estrutura do “órgão regulador do monopólio da União”. (ZYLBERZTAJN e AGEL, 2013).

A mencionada lei estava inserida em projeto de rearranjo institucional que previa o fortalecimento do Estado nas atividades de regulação, fiscalização e, principalmente, na incorporação de capital privado nas atividades produtivas. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013. Págs. 56 e 57).

A partir desse marco, o que imperou foi a abertura da exploração e produção (E&P) a empresas privadas e públicas. Criou-se a Lei nº 9.478, conhecida como a “Lei do Petróleo”, que impôs regras ao exercício da E&P no país. Foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO e MOREIRA, 2017).

Quanto à organização dessas instituições, cabe ressaltar que o CNPE é um órgão vinculado à Presidência da República, tendo como presidente o Ministro de Minas e Energia e sendo de sua responsabilidade “a formulação de políticas públicas para a área de Petróleo e Gás”. A ANP<sup>5</sup> ficou “responsável pela implementação dessas políticas, bem como pela promoção da regulação, contratação e fiscalização de toda a cadeia produtiva da indústria petrolífera”. A agência também era responsável pela delimitação dos blocos a serem concedidos. (BASTOS e SENA, 2010; ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013; TEIXEIRA, 2013).

A Lei 9.478 de 1997, dispõe que, para contratações no regime de concessão, as licitações devem obedecer ao estabelecido na própria lei, bem como às regulamentações expedidas pela ANP. Apesar das críticas, a não observância da Lei 8.666/1963, que dispõe sobre as licitações e contratos firmados pelo Estado, deixou claro que há necessidade de diferenciar as atividades ligadas à exploração e produção de petróleo das demais atividades que órgãos públicos executam. Os princípios do Art. 37 da Constituição Federal foram plenamente observados. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

Durante a primeira rodada de licitação, os dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares brasileiras se detinham apenas às descobertas feitas pela Petrobras durante

---

<sup>5</sup> Vinculada ao Ministério de Minas e Energia (BASTOS E SENA, 2010).

o exercício do monopólio. Esses dados foram passados por força do Art. 22 da Lei do Petróleo à ANP. A agência reguladora só poderia delimitar os blocos a serem ofertados nas rodadas licitatórias a partir desses dados, demonstrando indícios de hidrocarbonetos nas áreas. Houve também a possibilidade, por meio de contratos, de que empresas pudessem analisar as áreas para melhor mapeamento. Entretanto, a maior parte dos dados utilizados foram os produzidos anteriormente pela Petrobras. (BASTOS e SENA, 2010; ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

A Lei 9.478/1997, que ficou conhecida como “Lei do Petróleo”, trouxe ao Brasil uma nova maneira de administrar o monopólio da União sobre o petróleo. Com a criação da ANP, se instaurou um caráter regulador, pois a cessão pelo governo brasileiro do direito de exploração e produção do petróleo passou a ser feita pelas licitações, onde a Petrobras, empresas públicas estrangeiras e privadas nacionais e estrangeiras disputavam os campos de maneira concorrencial, sendo a ANP uma intermediadora e também fiscalizadora das operações após a concessão. (VELLOZO, 2013).

O principal objetivo do marco regulatório de 1997 foi possibilitar o crescimento da indústria de petróleo e gás no país para além da capacidade de investimento da Petrobras, com atração de novas empresas, estrangeiras e nacionais, para aumentar os investimentos. (VELLOZO, 2013, p. 127 e 128).

Com o estabelecimento desse novo regimento, uma nova maneira de intervenção do Estado na cadeia produtiva do petróleo e gás se configurava. Com isso, visava-se aumentar a produção de petróleo e gás do país, inserir capital privado no sistema de E&P brasileiro e desenvolver a indústria, tornando-a mais competitiva e moderna. Os resultados foram amplamente atingidos. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

Os frutos colhidos pela adoção do regime de concessão só foram possíveis porque tal regime detinha três características básicas apreciadas pelas empresas privadas. São elas: respeito às regras do mercado, estabilidade regulatória e segurança jurídica. Esse três pilares básicos geravam confiança às empresas atuantes no mercado, algo que é muito importante, pois os investimentos na área petrolífera são gigantescos. (PIRES E SCHECHTMAN, 2013).

Outro importante passo que o modelo de concessão trouxe ao país foi a possibilidade de exploração dos campos marginais, aqueles que possuem baixa rentabilidade, por terem baixa produção. Houve interesse nesses campos, em grande parte localizados no Nordeste, por parte de empresas independentes de pequeno porte. Na maior parte do

mundo, grandes empresas não operam nesses campos marginais, sendo, no Brasil, explorados pela Petrobras. A inserção de empresas independentes ajuda no nível regional com geração de emprego e renda. Essas empresas são suscetíveis a se interessar por esses campos, pois não necessitam de grande dispêndio com sua administração e também podem atuar no ramo, mesmo sem fazer frente às multinacionais e estatais do mercado. Essas empresas de pequeno e médio porte devem comprovar qualificação técnica para exercício da atividade de exploração e produção, como também a “saúde” financeira da empresa, por meio dos seus demonstrativos contábeis, dentre outras especificidades ou exigências do edital. (BASTOS e SENA, 2010; ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

Com a adoção do novo sistema, as empresas interessadas em participar teriam que comprovar qualidades técnicas, jurídicas e econômicas indispensáveis ao exercício da exploração e produção (BASTOS e SENA, 2010). Dessa maneira, elas foram classificadas em três categorias: “(i) operadora A – empresa qualificada para operar em qualquer bloco oferecido na 1ª rodada de licitações; (ii) operadora B – empresa qualificada para operar em qualquer bloco terrestre e em alguns blocos em lâmina d’água rasa; e (iii) operadora C – empresa qualificada para operar apenas em terra”. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013, p. 66).

O requisito para a qualificação técnica de uma empresa é baseado no seu tempo de experiência em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. São atribuídos pontos de acordo com o tempo de experiência e o local de operação, além do volume de produção de óleo equivalente e operações em ambientes diversos. (BASTOS e SENA, 2010. P. 8).

Depois de classificada, a empresa era autorizada a participar da licitação, onde o vencedor seria o que apresentasse a melhor oferta nos seguintes termos: “(i) bônus de assinatura; (ii) comprometimento com um Programa Exploratório Mínimo (PEM) ; e (iii) o compromisso, em percentual, com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional” (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013). Esse modelo de oferta imposto visa tanto à segurança jurídica, quanto também colocar a indústria do setor no país em um *hall* da cadeia de suprimentos para a exploração e produção, em competitividade com o mesmo setor estrangeiro.

A empresa vencedora, além dos compromissos assumidos para vencer a licitação, se compromete na assinatura do contrato de concessão, com as regras abaixo:

(i) o pagamento pela ocupação ou retenção das áreas; (ii) o pagamento dos *royalties*; (iii) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; (iv) as condições de devolução das áreas; (v) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de E&P; (...) e (viii) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente (REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO e MOREIRA. 2017, p. 12).

O regime fiscal precisou ser alterado, de maneira que fosse atrativo receber esses novos investimentos. O primeiro passo veio na Resolução nº 2.664/1999, que é “regulada atualmente pelo Regulamento de Mercado de Câmbio e Capitais Internacionais (Banco Central<sup>6</sup>)” que autorizou as empresas do ramo petrolífero à “transmissão eletrônica” e a abrirem e movimentarem “conta de moedas estrangeiras nos bancos autorizados a operar em câmbio” (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013). Outro aspecto importante foi a criação do Repetro, que se trata de um “regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural”, visando impedir que a carga tributária onerosa brasileira inviabilizasse os investimentos na exploração e produção do petróleo, principalmente em relação aos campos *offshore*.

Muito criticado pelas associações de fabricantes nacionais, o Repetro, na realidade, proporciona uma exoneração isonômica tanto para bens importados como para os de fabricação nacional, por meio da chamada exportação com saída ficta (exportação sem saída do país) e o regime da admissão temporária. (TEIXEIRA, 2013).

Dentro da proposta de abertura do monopólio instituído pela Lei do Petróleo, o modelo obteve grande sucesso. Várias empresas multinacionais ingressaram nas “rodadas de licitação” e adquiriam, sozinhas ou em consórcios, campos ofertados pela ANP para exploração e possível produção de hidrocarbonetos. As reservas provadas de petróleo brasileiro aumentaram gradativamente a cada ano após a 1ª rodada, elevando a posição do Brasil no ranking de reservas provadas. A produção de petróleo também obteve o mesmo êxito. (DE MELLO, 2013; PIRES E SCHECHTMAN, 2013).

Os órgãos ligados ao meio ambiente não estavam preparados para atuação no cenário da abertura do mercado do petróleo. Suas capacidades técnicas e institucionais foram bastante exigidas no tocante à criação de regulações que atendessem esse novo marco. Entretanto, as regras da “Resolução 23, de 1994, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama)”, não foram suficientes para evitar desastres ambientais. Com isso,

---

<sup>6</sup> Nota de Rodapé.

foram impostas novas exigências para o licenciamento ambiental, como também foi criada uma nova legislação (Lei 9.996, de 2000), que trata sobre o Plano Individual de Emergência e de Contingência, que foi balizada em “convenções internacionais afeitas ao tema (Marpol 1973/1978, CLC/1969 e OPRC/1990)”. Contudo, os planos feitos ainda não foram suficientes para sanar os problemas de vazamentos de óleo e gás. A preocupação com o tema ficou ainda mais visível com a descoberta do pré-sal, pois foi necessário adequar a legislação, os recursos humanos e as normas de segurança para enfrentar uma nova realidade, ainda mais complexa. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

A “Lei do Petróleo” obteve sucesso nas sete primeiras rodas licitatórias. Já na 8ª rodada foi interrompida, após concessão de liminares. Poucos dias antes da 9ª, por resolução do CNPE, foram retirados 41 blocos de grande potencial petrolífero, por a Petrobras ter achado jazidas de petróleo que mudariam o patamar do Brasil no ramo petrolífero. A 10ª rodada só ofereceu bacias terrestres em seu edital, sendo que somente cerca de 40% do ofertado foi arrendado. Após dez anos de relativa estabilidade, bastou a descoberta de possíveis grandes jazidas e a incerteza pairou no ar. (ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013; TEIXEIRA, 2013).

“Curiosamente, os 41 campos contíguos a Tupi, que eram a principal atração da 9ª rodada, já tinham estado concessionados à Petrobras. Eles foram devolvidos à ANP depois de transcorrido o prazo para que fossem realizados os investimentos exploratórios e os testes de produção exigidos pela Lei 9.478, pois os mesmos foram considerados pouco promissores, na época”. (VELLOZO, 2013, p. 137).

A descoberta do pré-sal em 2006 ocorreu em um cenário de preços altos e foi fruto “das primeiras perfurações exploratórias realizadas em blocos em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, outorgados na 2ª (2002) e na 3ª (2003) rodadas” (TEIXEIRA, 2013). A partir dessa nova descoberta, forças do governo começaram a questionar o regime de concessão, já que as novas jazidas teriam uma rentabilidade anormal para os padrões brasileiros. Merecendo “uma nova distribuição de recursos entre os entes públicos e privados”. Então, em 2009, o Presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva (Lula), enviou um projeto de lei que instituiria um novo marco regulatório. (PIRES E SCHECHTMAN, 2013).

O primeiro item da agenda legislativa do pré-sal era a proposta de capitalização da Petrobras. O segundo item do novo marco regulatório foi o projeto que autorizava o governo a criar uma empresa estatal para representar a União nos consórcios criados, para gerir a exploração e produção de petróleo e gás do pré-sal. Unificados em um único projeto, o terceiro e o quarto itens da agenda oficial foram aprovados em definitivo pelo Congresso no início de dezembro.



Um introduziu o regime de partilha de produção nas futuras rodadas de licitação, promovidas pela ANP na área do pré-sal, com garantia à Petrobras de uma participação mínima de 30% nos novos contratos. O outro tratava da criação de um Fundo Social, uma poupança pública financiada pela parcela governamental na receita do pré-sal, destinada a desenvolver políticas sociais e regionais. (PIRES E SCHECHTMAN, 2013, p. 97 e 98).

A argumentação central para a mudança do marco regulatório para E&P de petróleo no Brasil era de que, com o modelo de concessão, o Brasil se tornaria exportador da *commodity*. Com isso, haveria a entrada de enchente de dólares no país, provocando a “doença holandesa”, uma “Maldição do Petróleo”, que faria o real (R\$) supervalorizar e, por consequência, causaria uma desindustrialização no país. (VELLOZO, 2013).

Segundo Ross (2015): “para os economistas, o termo “doença holandesa” tem uma definição estrita: é o processo que faz com que um *boom* no setor de recursos naturais de um país produza um declínio em seus setores industrial e agrícola” (p. 68). Como consequência, em primeiro lugar, os setores industriais e agrícolas perdem força de trabalho para o setor petrolífero. Em segundo, com a entrada de dinheiro, por meio da exportação de hidrocarbonetos fluídos, há uma elevação na taxa cambial, fazendo com que a importação desses produtos seja mais barata, enfraquecendo ainda mais os setores citados.

Entretanto, Vellozo (2013) argumenta que foram dois motivos centrais para que se mudasse o marco regulatório. O primeiro seria dar a Petrobras o direito de exploração dos 41 campos, que a própria empresa havia devolvido à ANP, sem a concorrência das empresas multinacionais e estatais estrangeiras, e favorecendo-a ainda mais, pois também não haverá pagamento de bônus de assinatura ou participação especial (cessão onerosa). O segundo motivo é estritamente político, ou seja, dar uma “cara” diferente ao segundo mandato do presidente Lula (2007/2010), se opondo ao modelo “neoliberal” do governo FHC/PSDB.

“Criados na Venezuela na década de 1940” (TEIXEIRA, 2013), os contratos de partilha de produção foram utilizados pela Indonésia em 1966 (LIMA, 2016), e por alguns países em desenvolvimento, “ainda carentes de um marco regulatório específico para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural”. Buscando preencher, “(...), a lacuna regulatória daqueles países”. (FERREIRA, 2013, p. 188).

Os Contratos de Partilha de Produção (CPPs) têm um caráter bastante centralizador, pois o governo, por meio da criação da Estatal (Pré-Sal Petróleo S.A.<sup>7</sup>), tem a premissa de gestão dos consórcios e toda cadeia produtiva. O governo ainda, por meio Estatal (PPSA), passa a atuar no mercado internacional como *trader da commodity*, ou seja, vendedor, centralizando todas as receitas governamentais na União. Diferentemente dos contratos de concessão, onde as regiões produtoras ficariam com as receitas dos *royalties* e das participações especiais. “A adoção dos CPPs na indústria de E&P de petróleo é equivalente à execução direta pelo governo de barragens e usinas hidroelétricas, estradas e ferrovias”. (VELLOZO, 2013, p. 143).

Uma peculiaridade no contrato de partilha de produção adotado pelo Brasil é a imposição de que a Petrobras deve participar de todos os consórcios com no mínimo 30%, revelando um obstáculo para o crescimento da empresa que não tem recursos suficientes para investir. Portanto, o ritmo de investimento fica à mercê da capacidade de investimento de uma única empresa, que, apesar da sua capacidade tecnológica, pois é uma das melhores em extração em águas profundas, e de gestão bastante reconhecidas, não tem recursos suficientes para desbravar todo o subsolo brasileiro, que é gigantesco. (VELLOZO e FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, 2013).

---

<sup>7</sup> Empresa brasileira responsável pela gestão dos contratos de partilha.

## **CAPÍTULO 2 – Características do Modelo de Concessão**

No regime de concessão, o Estado passa à empresa vencedora da licitação todo o risco exploratório. Portanto, a partir da assinatura do contrato de concessão, a empresa ganha exclusividade na exploração e possível produção em área determinada, e deverá imprimir por sua conta e risco pesquisas na busca de reservas de petróleo. Caso seja verificada a inexistência de petróleo, ou o óleo encontrado não seja comercializável, a empresa não poderá cobrar do Estado os investimentos que foram feitos. (GOMES, 2009; LIMA, 2015; ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

Ao encontrar reservas de petróleo nas áreas exploradas, as empresas detém a propriedade por tempo determinado (20 a 30 anos), garantido pelo caput do Art. 176 da Constituição de 1988, de todo petróleo e gás natural que dali for retirado, cabendo a essas pagarem ao Estado as receitas governamentais que são pré-definidas pela Lei nº 9.478 de 1997, também conhecida como a “Lei do Petróleo”. (GOMES, 2009; ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

Em teoria, o regime contratual de concessão é bem adaptado ao contexto de pouco conhecimento geológico, ou seja, maior risco exploratório. Neste caso, o Estado transfere o risco à empresa ou consórcio e fixa seu nível de arrecadação caso haja sucesso exploratório. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, NUNES, BOTELHO, COSTA E WAEGER, 2016, p. 4 e 5).

O controle estatal do ritmo de produção no modelo de concessão é muito baixo, pois tudo que se retira da área de concessão é do concessionário. Portanto, o Brasil não comercializa o produto extraído. Sendo assim, a empresa pode vender para quem bem entender. Porém, no Brasil, há cláusulas que permitem ao país se apropriar do óleo em caso de risco de desabastecimento interno ou interesse nacional. (GOMES, 2009; LIMA, 2015).

### **2.1 – Lei nº 9.478 de 1997 (“Lei do Petróleo”)**

No Brasil, o regime de concessão é regido pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, onde os blocos concedidos são definidos pela ANP e licitados. O contrato prevê tanto a fase de exploração, quanto produção, que serão exercidos mediante a concessão. Para escolha do vencedor da licitação são observados os seguintes fatores: "um peso de 20%

para o conteúdo local, 40% para o programa exploratório mínimo e 40% para o bônus de assinatura". (GOMES, 2009; LIMA, 2015; LIMA, 2016).

Cabe à ANP fiscalizar a execução do contrato de concessão e o cumprimento das obrigações assumidas pelo concessionário, em especial: a) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; b) o pagamento dos *royalties*; c) o pagamento das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; d) as condições de devolução das áreas; e) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; f) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; g) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora; h) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente. (GOMES, 2009, p. 14).

### **2.1.1 - Bens da Indústria Nacional**

Por meio da Resolução nº 8, de 2003, da CNPE, é exigido que a ANP fixe um percentual mínimo de bens produzidos em solo brasileiro que devem ser utilizados tanto na fase de exploração, quanto produção de petróleo e gás natural. A capacidade produtiva da indústria brasileira de equipamentos para E&P de Petróleo e gás, bem como os limites tecnológicos devem ser levados em conta para estipulação do montante a ser exigido. A opção pela definição do comprometimento mínimo que as empresas devem contratar junto a empresas nacionais visa colocar a indústria do setor no país em um *hall* da cadeia de suprimentos para a exploração e produção, em competitividade com o mesmo setor estrangeiro. (GOMES, 2009 e ZYLBERZTAJN E AGEL, 2013).

É importante deixar claro que, durante as três primeiras rodadas, ficou facultado à empresa investidora o percentual mínimo que utilizaria do conteúdo local, de acordo com a disponibilidade da indústria brasileira, sendo que conteúdo mínimo tem peso no momento licitatório. A partir de 4ª rodada de licitação, introduziu-se uma exigência mínima com diferenciação entre os tipos de blocos localizados em águas rasas, profundas e terra. Nas 5ª e 6ª rodadas, o conteúdo deveria variar entre 30% e 70%. “A partir da 7ª rodada, no entanto, a aferição passou a ser realizada de acordo com a metodologia implantada pela cartilha elaborada pelo Programa de Mobilização à indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp)”. (ZYLBERZTAJN E AGEL e PIRES E SCHECHTMAN, 2013; MIELNIK, 2014).

Há três motivos pelos quais as empresas podem pedir a redução do percentual mínimo exigido pela ANP, são eles: (i) nova tecnologia não disponível no momento da licitação que também não estivesse prevista nas planilhas do contrato de concessão e que não seja

oferecida pelos fornecedores brasileiros; (ii) prazos de entrega muito discrepantes dos praticados pelas empresas internacionais; e (iii) preços muito elevados em relação aos praticados internacionalmente. (GOMES, 2009).

A aferição do cumprimento do percentual mínimo de conteúdo local constante no contrato de concessão é feita por etapas, durante a montagem das instalações, pois há a exigência de bens da indústria nacional tanto no desenvolvimento, quanto na exploração das jazidas. Caso a empresa vencedora da concessão não atinja os percentuais propostos de conteúdo nacional no momento da licitação, poderão ser cobradas multas graduais de acordo com a porcentagem de conteúdo nacional não utilizado. As empresas argumentam que "a Portaria ANP nº 180, de 2003," não regulamenta de maneira clara, como as demonstrações contábeis, para fins de comprovação da utilização dos itens nacionais, devem ser feitas. (GOMES, 2009 e PIRES E SCHECHTMAN, 2013).

### **2.1.2 – Programa Exploratório Mínimo (PEM)**

A PEM é um compromisso de exploração mínima, para “blocos ainda não explorados, que apresentam maior risco exploratório” (MIELNIK, 2014). “Compreende investimentos em levantamentos sísmicos, perfuração de poços exploratórios, etc.” (LIMA, 2015, p. 11). que a empresa se propõe a executar durante um período de tempo, com seu máximo determinado pela ANP. Como segurança desse exercício, a empresa tem que dar garantias monetárias que serão executadas caso o PEM não seja cumprido, dificultando à empresa a não exercer atividades exploratórias durante o período contratado. (ZYLBERZTAJN e AGEL, 2013).

Varia entre três e oito anos o Programa Exploratório Mínimo e, nessa fase, as empresas devem fazer estudos geológicos e geofísicos, adquirir os dados e perfurar poços exploratórios para buscar reservas que sejam viáveis para exploração. Caso achem reservas, é necessário submeter um plano de desenvolvimento ao regulador, como também a proposta de trabalho e prever investimentos. (REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO e MOREIRA. 2017).

### **2.1.3 – Receitas Governamentais**

As receitas governamentais são as remunerações às quais o Estado tem direito, após ter passado às empresas, por meio da concessão, a propriedade do produto da lavra. Além

dos tributos convencionais, são pagas pelas concessionárias, ao Estado, as seguintes receitas: (BASTOS e SENA, 2010).

- **BÔNUS DE ASSINATURA**

O bônus de assinatura é o valor que a empresa oferta no momento da licitação e que será pago a ANP no ato de assinatura do contrato, não sendo menor que o valor mínimo exigido pelo órgão, visando à exploração e produção no campo cedido. É uma receita que o Estado capta antes mesmo do campo entrar em produção ou saber sua rentabilidade e faz parte do risco exploratório a que a empresa se submete. Possui baixo monitoramento para seu recebimento, sendo esse garantido. Por outro lado, pode afastar o interesse de investimento pelas empresas, caso o valor mínimo seja muito alto, ou então em casos de riscos geológicos e políticos eminentes. Pode também retirar as empresas de menor porte da concorrência, devido ao fato de essas não disporem de tantos recursos previamente em caixa. Portanto, apesar de gerar uma receita prévia ao Estado, o bônus de assinatura não deve ser a principal receita do mesmo. (GOMES, 2009; BASTOS e SENA, 2010; ZYLBERZTAJN e AGEL, PIRES e SCHECHTMAN, 2013; LIMA, 2015).

- **ROYALTIES**

Os *royalties* são pagos mensalmente pelos concessionários a partir da data na qual a produção comercial iniciou. É uma cobrança que incide sobre o valor da receita bruta obtida pela empresa na venda do petróleo, ou seja, não há dedução de custos operacionais ou de investimento. A “Lei do Petróleo” atribui uma alíquota que varia entre 5% e 10%, de acordo com a expectativa de produção, os riscos geológicos, e incide sobre o preço referencial dos hidrocarbonetos no período. É uma cobrança que garante um ganho mínimo ao Estado, mesmo que projeto não seja lucrativo para a empresa extrativista. (GOMES, 2009. PIRES e SCHECHTMAN, 2013).

(...) são distribuídos aos Estados, aos Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, e a um Fundo Especial. Esse Fundo distribui recursos para todos os Estados e Municípios brasileiros segundo critérios, respectivamente, do Fundo de Participação dos Estados – FPE e do Fundo de Participação dos Municípios – FPM. (LIMA, 2015, p. 11).

Segundo Bastos e Sena (2010), essa é uma receita regressiva, pois os menores campos são os mais onerados, uma vez que a cobrança é feita de acordo com a produção e não é

incluída como parte do risco geológico. Toda produção, mesmo que não seja comercial, é contabilizada para seu cálculo.

- PARTICIPAÇÃO ESPECIAL (PE)

A participação especial foi instituída pelo “Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998” (LIMA, 2013), e é devida pelos concessionários quando o campo tiver um grande volume de produção ou alta rentabilidade. A PE é paga trimestralmente “por cada campo, de uma dada área de concessão” (BASTOS e SENA, 2010), sendo que a alíquota pode variar entre isento e 40%, e é auferida sobre a receita líquida, ou seja, descontados a depreciação, os investimentos, os *royalties* e outros tributos incidentes e os custos operacionais da receita bruta. Para que incida a PE, é observada a localização do bloco, os anos em produção e volume produzido trimestral. É uma cobrança que dá um caráter progressivo ao regime de concessão, uma vez que é cobrado somente quando há produção acima do esperado, dando receitas ao Estado. (PIRES e SCHECHTMAN, 2013. LIMA, 2015).

A participação especial pode não refletir uma renda adicional ao Estado, sendo que:

“a) há dificuldades para o desenho da taxa, em especial quanto à definição do limite de isenção e das alíquotas; b) se as isenções forem elevadas, a taxa especial de retorno raramente será paga; c) se as isenções forem baixas, haverá enorme desincentivo aos investimentos, dado que os riscos geológicos envolvidos não são desprezíveis; d) se as isenções forem baixas e altas forem as alíquotas, as companhias petrolíferas terão forte incentivo em fraudar informações sobre custos, fato este de difícil detecção; e) trata-se de renda sobre receita líquida, o que significa que custos elevados de exploração podem reduzir sensivelmente a renda estatal. Uma solução usual é a de criar um teto para a recuperação de custos, cláusula esta comum no contrato de partilha de produção”. (GOMES, 2009, p. 7 e 8).

Segundo Gomes (2009), as condições complexas elencadas pela “Portaria/ANP nº10, de 1999, criam cenários favoráveis ao superfaturamento de custos pelas empresas petrolíferas e conseqüente perda de receita pelo Estado”. Portanto, é necessário que os critérios sejam claros, tanto para a empresa, para que essa saiba o que poderá deduzir no pagamento de prováveis PEs, e para o próprio governo/ente regulador, para fácil averiguação de possíveis superfaturamentos.

É importante citar que ficam a cargo dos concessionários as medições do volume de produção, cabendo à ANP fiscalizar os instrumentos de medição, a periodicidade e também sua veracidade. Com isso, a ANP deve possuir uma grande e aperfeiçoada capacidade de fiscalização. Também cabe à ANP estabelecer um valor mínimo para o

óleo, para que sejam feitas as deduções dos *royalties* caso haja um valor de mercado muito baixo. (GOMES, 2009).

Os recursos advindos da participação especial, segundo Lima (2015), “são destinados a órgão da administração direta da União, aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos Municípios produtores ou confrontantes”.

- TAXA DE OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA

A taxa de ocupação ou retenção de área é devida no momento em que o contrato for assinado. A apuração acontece anualmente; compreendendo tanto a fase de exploração, quanto produção; e pode ser cobrada “por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco<sup>8</sup>, (...) considerando características geológicas e localização, assim como outros fatores pertinentes” (PIRES E SCHECHTMAN, 2013, p. 85 e 86). No caso de blocos terrestres, localizados em propriedade de terceiros, esses recebem um percentual entre 0,5% e 1%, que deve ser pago mensalmente, a partir início da produção. Esse pagamento é amparado pelo Art. 52 da Lei 9.478/1997 e deve ser definido pela ANP e constar no contrato. (GOMES, 2009).

No Brasil, as taxas de ocupação ou retenção de áreas são relativamente baixas, não impedindo que empresas de pequeno porte participem dos editais, devido à sua capacidade de capital restrita em comparação às grandes empresas. (GOMES, 2009).

#### **2.1.4 – Extinção do Contrato de Concessão.**

Para a extinção do contrato de concessão, há algumas regras a serem observadas: (i) se a critério do concessionário os campos em seu domínio não forem rentáveis para o desenvolvimento, esse portanto, deve desistir da área e devolvê-la à União; (ii) se não houver descoberta comercial durante a fase de exploração, ou seja, a fase onde as empresas devem fazer pesquisas para investigar o potencial dos campos; (iii) motivos abordados no contrato previamente definidos; (iv) se acordado entre empresa e Estado; e (v) vencimento do contrato. (GOMES, 2009).

---

<sup>8</sup> Obedecendo ao “Decreto nº 2.705, de 1998, do Presidente da República”.



### **CAPÍTULO 3 – Características do Contrato de Partilha de Produção (CPP)**

No contrato de partilha de produção (CPP), assim como no contrato de concessão, os riscos de exploração cabem ao consórcio operador do campo. Portanto, não cabe reembolso no caso de área não comercializável. O consórcio vencedor da licitação geralmente é aquele que oferece mais parcela de óleo ao Estado. A propriedade do óleo/gás natural extraído é do Estado, diferindo do modelo de concessão em que a propriedade do produto da lavra é da empresa que o extraiu. No caso de produção, o Estado repassa à contratante uma parte, chamada de custo em óleo, (*cost oil*) para que ela possa recuperar seus custos e investimentos. O excedente em óleo (*profit oil*) é dividido entre a contratante e o Estado. (GOMES, 2009; BASTOS e SENA, 2010; DE MELLO, 2013; LIMA, 2015; REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO E MOREIRA, 2017).

a partilha pode ser um regime contratual bem adequado para o contexto de baixo risco geológico e baixo custo de produção. Neste contexto, o Estado pode assumir parte dos riscos, garantindo ao investidor a recuperação dos custos, tendo condições de estabelecer uma partilha do óleo-lucro favorável”. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO e NUNES, BOTELHO COSTA, WAEGER, 2016, p. 4 e 5).

No contrato de partilha, o Estado tem maior controle operacional sobre a produção, pois o governo, através de uma empresa Estatal, - no caso brasileiro, a criada Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)<sup>9</sup>, coordena todas as atividades do referente à exploração e produção de petróleo. Portanto, desde a compra/aluguel de equipamento à tecnologias a serem empregadas devem passar pelo crivo da empresa estatal. As empresas que formam o consórcio não detêm nenhuma autonomia no processo. (VELOZZO, 2013).

Além de exercer o controle do projeto gerencial de extração e produção, há também o intuito de receber transferência de tecnologia, a fim de diminuir a assimetria de informações entre Estado e empresas petrolíferas. Os equipamentos utilizados serão de propriedade do consórcio, sendo que, ao final do contrato, passarão à propriedade do Estado, depois deste último ter “ressarcido integralmente os custos incorridos” (GOMES, 2009, p. 33) no processo. (FERREIRA, 2013; ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

---

<sup>9</sup> “Criação autorizada pela Lei nº 12.304/2010”. LIMA, 2015, p. 15.

Na partilha de produção, o excedente em óleo (*profit oil*) que é repassado à União pode ser pago via monetária ou então em espécie de óleo (*in natura*). Quando é feito via segunda opção, o Estado tem que exercer funções de *trader commodity*, ou seja, se tornar vendedor no mercado comercial, que no caso brasileiro será exercido pela PPSA ou então pela Petrobras, dispensada a licitação. (VELLOZO, 2013; LIMA, 2015).

Em caso de descoberta comercial do campo, o contratado recebe o “custo em óleo” que se refere aos custos de produção, investimento e *royalties* que podem ser limitados. (BASTOS e SENA, 2010; LIMA, 2015).

O esforço para controle do Estado sobre o contratante é muito maior no contrato de partilha. Devido ao fato de todas as despesas que incorrerem do processo produtivo terem de passar pelo crivo do Estado. Isso pode incentivar as empresas a superfaturarem os processos, a fim de conseguirem uma parcela maior do óleo extraído. (GOMES, 2009).

### **3.1 – Cost Oil (Custo em Óleo)**

No *cost oil*, “uma parte da produção é retida pelo contratante a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção” (p. 35). As depreciações normalmente não são levadas em consideração para a conta dos custos decorrentes da cadeia produtiva. Quando inseridos no contrato, podem estimular ao contrate a exploração por um período maior, para que este possa incluir nos custos de produção o período depreciativo. A inclusão pode afetar positivamente o Estado, porque o interesse por contratos longos aumenta a quantidade de óleo produzido, aumentando também a parte governamental. (GOMES, 2009).

É prática comum que os Estados limitem a recuperação do custo em óleo (*cost oil*), para que necessariamente haja uma parcela de excedente em óleo (*profit oil*) a receber. Podendo ser também utilizado o procedimento conhecido como *carry forward* (levar adiante, tradução nossa), quando os custos de investimento em um ano são repassados para o ano seguinte, o que garante ao Estado o recebimento do excedente em óleo no início do projeto. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

Outras regras que podem ser inseridas para a recuperação do custo em óleo, a fim de maximizar o interesse das empresas em investir, são: (i) permitir um percentual de

recuperação a mais do que o realmente devido. (ii) escolha do método de depreciação, se linear ou “baseado em unidades produzidas”, sendo que “o primeiro fraciona igualmente o dispêndio do investimento ao longo de um conjunto de anos previamente definido. O segundo leva em consideração o volume de petróleo já extraído”. Ou ainda métodos de depreciação acelerada, onde as empresas recebem antecipadamente. E (iii) a recuperação pode ser feita pela definição de qual categoria – desenvolvimento/produção – sendo mais importante. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

### **3.2 – Profit Oil (Excedente em Óleo)**

O excedente em óleo (*profit oil*) é o resultado da lavra do petróleo, depois de retirados os custos de extração da contratante, e é dividido entre o Estado e a empresa nos termos e percentuais estipulados pelo contrato (FERREIRA, 2013). A divisão pode ser fixa ou progressiva, dependendo do volume de produção, e, em regra, a proporção é dividida a 60% Estado, 40% contratante. (GOMES, 2009).

Nos termos da Lei nº 12.351/2010, excedente em óleo é a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação do superficiário. (LIMA, 2015, p. 14).

Segundo Gomes (2009) a parte do *profit oil*:

pode variar, em atenção aos seguintes aspectos: a) o volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado; b) o preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado; c) a taxa de retorno esperada pelo investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances. (P. 35 e 36).

Outra característica importante do *profit oil* é sua característica “decisória” no processo da licitação do campo, pois o vencedor será a empresa que necessariamente oferecer o maior<sup>10</sup> excedente de óleo ao Governo. (FERREIRA, 2013). E segundo De Vitto e Hochstler (2013), o excedente em óleo é o substituto da participação especial que vigora no regime de concessão.

---

<sup>10</sup> DE VITTO e HOCHSTLER, 2013.

### **3.3 – Lei nº 12.351 de 2010**

O contrato de partilha no Brasil foi inserido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, sendo o novo Marco Regulatório a ser observado nas áreas do polígono do pré-sal e em áreas consideradas estratégicas, que “são regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitadas em ato do Poder Executivo, caracterizadas pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção”. (LIMA, 2015; LIMA, 2016).

A Petrobras, “nos termos da Lei nº 12.351/2010”, é operadora única de toda a cadeia produtiva e também responsável pela desativação dos campos, sendo assegurados 30% de participação mínima em qualquer formação de consórcio. O bônus de assinatura é devido à União, seja pela estatal ou em consórcio formado por ela. A Petrobras pode ser contratada, pelo Ministério de Minas e Energia, sem licitação ou em consórcio, na modalidade leilão. Ela também poderá ser contratada diretamente para a comercialização do excedente de óleo pertencente à União. O MME poderá contratar diretamente a Petrobras, no intuito de realizar estudos exploratórios para firmar contratos de partilha de produção. (DE MELLO, 2013; FERREIRA, 2013; LIMA, 2015; LIMA, 2016).

Quando enviado ao Congresso Nacional, o projeto de lei para a “contrarreforma”, tal documento versava sobre outras três mudanças, para, além do regime de concessão, o regime de partilha de produção. Uma das propostas se tornou, mais tarde, a Lei 12.276/2010, que trata sobre a cessão onerosa à Petrobras dos 41 campos contíguos à Tupi, na área do pré-sal. A outra proposta tornou-se “a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, que criou a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)”<sup>11</sup> com o intuito de fazer a gestão dos contratos do regime de partilha. E, por último, a mesma lei que instituiu o contrato de partilha<sup>12</sup> também criou um Fundo Social “cuja finalidade é constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional” (Lima 2015, p. 16.). (VELLOZO, 2013).

#### **3.3.1 – Pré-Sal Petróleo - S.A (PPSA)**

Segundo Gomes (2009), a criação de uma empresa estatal não é obrigatória no regime de contrato de partilha. Entretanto, nesse modelo de contrato a participação

---

<sup>11</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm). Consultado em 24/04/2017 às 18h: 00min de Brasília.

<sup>12</sup> Lei nº 12.351/2010.

governamental pode ser paga de duas maneiras: a primeira seria em dinheiro, desta maneira o Estado contrataria a própria empresa extratora, esta venderia a parte do óleo estatal e repassaria o valor correspondente para o Estado. A segunda maneira e mais utilizada nesse tipo de regime é o Estado receber sua parte em óleo *in natura*, podendo estocá-lo ou revendê-lo no mercado. “Isso constitui atividade econômica, a qual, nos termos dos Art. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente por ser exercida por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado” (p. 34). Atendendo à Constituição e com o intuito de também arcar com os ônus do projeto, nas chamadas *joint venture*, onde o Estado assume os riscos do projeto, injetando capital, o Governo optou pela criação de uma nova estatal para o Petróleo.

A PPSA é a representante do governo no regime de partilha. Portanto, caberá à ela a gestão dos contratos e também comercialização do excedente de óleo da União, podendo essa também recorrer à contratação da Petrobras para fins de comercialização do óleo<sup>13</sup> (LIMA, 2016). “A PPSA é meramente reguladora e, portanto, não tem qualquer despesa no processo e tampouco assume riscos” (DE MELLO, 2013, p.25). A empresa indicará 50% dos integrantes do comitê operacional e também seu presidente, tendo este poder de vetar e também voto de qualidade<sup>14</sup>. “Caberá a esse comitê operacional definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente e definir os programas anuais de trabalho e de produção a serem submetidos à análise e aprovação da ANP”. (LIMA, 2015; LIMA, 2016).

O trabalho exercido pelo comitê operacional para unitização/individualização dos campos é árduo. Uma vez que cerca de 30% da área denominada polígono do pré-sal já estão licitadas e sendo regidas pelo regime de concessão. Tal comitê também tem função de controle, atividade antes exercida somente pela ANP. Os orçamentos dos custos devem passar primeiramente pela estatal (PPSA) gestora. Esses gastos são contabilizados no custo em óleo que a empresa receberá e os valores devem estar de acordo com os preços praticados no mercado. A grande dificuldade da gestora está na assimetria de informações, isto para minimizar, por ventura, um superfaturamento dos custos pela contratada, o que faz com que a gestora precise de um engajamento

---

<sup>13</sup> Ferreira, 2013.

<sup>14</sup> De Mello, 2013.

operacional grande. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

### 3.3.2 – Fundo Social.

Segundo Lima (2015 e 2016), o Fundo Social foi criado com a finalidade de ser uma fonte de recursos para financiar programas e projetos para o desenvolvimento regional e social “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”. Segundo De Vitto e Hochstler (2013), a função do fundo é “disciplinar a aplicação e o dispêndio” das receitas governamentais.

“A Lei nº 12.351/2010 dispõe que constituem recursos do Fundo Social parcela do valor do bônus de assinatura destinada a ele pelos contratos de partilha de produção; parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento; receita advinda da comercialização de petróleo e gás natural; os *royalties* e a participação especial das áreas localizadas no Pré-Sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e outros recursos previstos em lei”. (LIMA, 2015, p. 16).

Os recursos do fundo social serão aplicados preferencialmente em ativos do exterior, com o objetivo de mitigar os efeitos da desvalorização cambial. O governo só poderá usar os rendimentos para financiar os programas e projetos a que os recursos serão destinados. (DE VITTO e HOCHSTLER, 2013; LIMA, 2016).

Os investimentos a serem feitos serão definidos pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS. Os ministros da Fazenda, Planejamento, Orçamento e Gestão e o presidente do Banco Central brasileiro terão participação assegurada no comitê, sendo que o restante dos seus integrantes e seu funcionamento será definido em um Ato do Poder Executivo. (LIMA, 2015 e 2016). “Aos membros do comitê não caberá qualquer tipo de remuneração pelo desempenho de suas funções. As despesas relativas à operacionalização do comitê serão custeadas pelo próprio fundo<sup>15</sup>”. (GOMIDE, 2010).

O CGFFS definirá: (i) a rentabilidade mínima dos investimentos; (ii) quais riscos poderão ser assumidos; (iii) “os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País”; (iv) valores a serem resgatados anualmente do fundo;

---

<sup>15</sup> <http://www.anpg.org.br/confira-aqui-os-detalhes-do-regime-de-partilha-e-do-fundo-social-do-pre-sal/> acessado em 15/05/2017 às 20h: 49min.

e (v) “a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e os objetivos definidos na Lei”. (LIMA, 2015; LIMA, 2016).

“A Lei nº 12.351/2010 cria o Conselho Deliberativo do Fundo Social – CDFS, com a atribuição de propor ao Poder Executivo, ouvidos os ministérios afins, a prioridade e a destinação dos recursos resgatados” (p. 17) provenientes dos rendimentos dos investimentos. A destinação dos recursos dos fundos deve respeitar critérios para reduzir as desigualdades regionais. Para isso, CDFS contará com o apoio de universidades e institutos públicos de pesquisa para fazer avaliações dos impactos que os programas e projetos estão tendo na vida da população, e deve abranger todas as fases que forem executadas. (LIMA, 2016).

### **3.3.3 – Cessão Onerosa**

“A Lei 12.276/2010, promulgada em 30 de junho, (...) autorizou a União a ceder onerosamente até 5 bilhões de barris de petróleo localizados no pré-sal à Petrobras”, - considerada por Vellozo (2013) quase um terceiro regime de exploração e produção de petróleo no Brasil - renunciando valores que poderiam ser arrecadados com bônus de assinatura, excedente de óleo, e/ou participação especial em troca de maior controle acionário da estatal e *royalties*<sup>16</sup>. (De MELLO, 2013; GESNER e GOLDBAUM, 2013).

Considera a maior capitalização mundial e responsável por colocar a Petrobras entre as quatro maiores empresas mundiais. O preço do barril ainda não extraído (*in situ*) foi um dos temas mais polêmicos durante a negociação antecedente à capitalização, pois, se os valores fossem altos, a cessão onerosa seria bastante custosa à Petrobras. (GESNER e GOLDBAUM, 2013).

O conteúdo local mínimo também deve ser observado pela Petrobras no contrato de cessão onerosa. Sendo que nas fases de exploração 37% dos equipamentos devem ser provenientes da indústria brasileira, na fase de desenvolvimento o ano de produção determinará se serão 55% ou 65%, dos equipamentos brasileiros a serem utilizados. (GESNER e GOLDBAUM, 2013; ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016.).

---

<sup>16</sup> Alíquota será de 10% (LIMA, 2013).

### 3.3.4 – Receitas Governamentais da Partilha de Produção

- BÔNUS DE ASSINATURA

No contrato de partilha de produção, o bônus de assinatura é previamente definido pelo governo, ou seja, possui um valor fixo que deverá ser pago pelo contratante à União durante a celebração do contrato de partilha, não sendo considerado para fins de apuração do vencedor da licitação. Esse valor despendido não poderá ser incluído como parte dos custos a serem recuperados. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016; LIMA, 2016).

- ROYALTIES

“É admissível a introdução de *royalties* na partilha de produção, o qual seria pago em petróleo, antes de se proceder às divisões entre *cost oil* e *profit oil*” (GOMES, 2009, p 36). Porém, o mais utilizado é a imposição de um limite de recuperação de custos entre 40% a 60%, garantindo, assim, sempre uma parcela de *profit oil*. É uma cláusula interessante ao Estado no caso de projeto com baixa lucratividade. No caso brasileiro, “a alíquota de *royalties* é de 15%<sup>17</sup> do valor da produção”. (REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO e MOREIRA, 2015).

- PARTILHA DO ÓLEO

Quando concebida, a Lei nº 12.351/2010 não determinava qual seria a porcentagem dos *royalties* a ser recebida, nem o percentual de excedente de óleo que seria devido à União. Também não impunha um limite de custo em óleo a ser recuperado pelo consórcio responsável pela exploração e produção da área do pré-sal. (GESNER e GOLDBAUM, 2013).

Sendo o excedente de óleo (*profit oil*) a mais importante fonte de receita governamental e também o fator que decide quem vence a licitação, ficou o Ministério de Minas e Energia (MME) responsável por indicar um percentual mínimo devido à União. Sendo que a real participação do Governo será decidida no momento da licitação, pois quem oferta a maior porcentagem de *profit oil* à União arrematará os blocos oferecidos no leilão, sendo esse valor repassado à PPSA, que é gestora dos blocos do pré-sal.

---

<sup>17</sup> Lei 12.734/2012.



(ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

### 3.3.5 – Libra

Libra foi a primeira área do pré-sal a ser leiloadada no regime de Partilha de Produção. “O pré-sal corresponde a uma área que vai da divisa de Santa Catarina, avança pelo Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro, em forma de trapézio, e termina no Espírito Santo”. (GOMES, 2009, p. 32). Possui uma área de 1.500 km<sup>2</sup>, aproximadamente, e as perfurações nesta área devem chegar a sete mil metros de profundidade. Pelas estimativas, libra possui cerca de 12 bilhões de barris de petróleo, o que representa 80% das reservas já provadas da Petrobras, sendo que é considerado um petróleo leve e de ótima qualidade. (Nota Técnica nº 129, Dieese, 2013; LIMA, 2013).

Segundo Magda Chambriard, diretora-geral na época do leilão, libra poderia chegar num pico de produção de 1,4 milhões de barris por dia, representando mais de 60% dos dois milhões de barris por dia que eram produzidos. Ainda disse que o campo poderia demandar de 12 a 18 plataformas de extração. Como previsto, o leilão arrecadou mais que todos os outros leilões do regime de concessão. “Desde 1999, foram acumulados R\$ 8,9 bilhões em bônus de assinatura<sup>18</sup>”. (Infomoney).

Foram convocadas greves as vésperas do leilão. A Federação Única dos Petroleiros (FUP) paralisou refinarias em 16 estados. “Na avaliação do diretor da FUP, Francisco José de Oliveira, os recursos prometidas pelo governo com o leilão são uma ‘gorjeta’”. (Jornal O Tempo). Muitas foram as ações impetradas na tentativa de barrar o leilão e “uma das ações envolveu um ex-diretor da própria estatal, Ildo Sauer, que” estimava “perdas no leilão entre R\$ 176,8 bilhões a 331,1 bilhões”. (Infomoney).

Somente 11 empresas se interessaram em participar do leilão, sendo que gigantes do setor petroleiro, como: “as norte-americanas Exxon Mobil e Chevron e as britânicas BP e BG” ficaram de fora. “A previsão inicial da diretora-geral<sup>19</sup> da ANP, Magda Chambriard, era de que até 40 empresas participassem do leilão”. (G1).

---

<sup>18</sup> Dados de 2013.

<sup>19</sup> Diretora em 2013

Para a primeira rodada de licitação no regime de Partilha de Produção libra, a CNPE, por meio das Resoluções nº 5 e 7 de 2013, estabeleceu algumas regras a serem observadas durante o leilão.

“O tempo do contrato é de, no máximo, 35 anos - cinco anos para a fase de exploração e 30 para a produção”. (Nota Técnica nº 129, Dieese, 2013). A partir de U\$\$ 105 o preço do barril, o percentual mínimo do excedente de óleo destinado à União deverá ser de 40%<sup>20</sup>. Um “bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões (sendo R\$ 50 milhões destinados à PPSA)”.

Haverá a cobrança de 15% de *royalties*. (LIMA, 2013). A recuperação do custo em óleo (*cost oil*) ficará restrita a 50% da produção bruta nos dois primeiros anos, passando a 30% nos anos seguintes, podendo retornar a 50% caso haja custos recuperáveis que excedam essas porcentagens após dois anos do conhecimento, não podendo ser atualizados monetariamente. E o conteúdo Local mínimo é de 15% em caso teste, na fase de longa duração durante a fase de exploração, sendo 37% na fase de exploração que ocorra em tempo normal, 55% na fase de desenvolvimento até 2021, passando a 59% nos módulos produtivos inseridos após 2022. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

As resoluções preveem que o excedente de óleo da União variará de acordo com o nível de produtividade e o preço do barril de petróleo. E, segundo Lima (2015), é esperado um excedente médio de 41,65%.

“O consórcio formado por Petrobras, pelas chinesas CNOOC e CNPC, pela francesa Total e pela anglo-holandesa Shell arrematou a área de libra, com uma proposta de pagamento de 41,65% do lucro em óleo para a União”. (Estadão). A Petrobras ficou com 40%, sendo que por força da Lei 12.351/2010 ela já detinha obrigatoriamente 30% no consórcio. As empresas francesas, Total e Shell ficaram com 20%, cada uma. As estatais chinesas CNOOC e CNPC tiveram uma fatia de 10% cada. “Analistas ouvidos pelo G1 afirmam que a entrada das empresas Total e Shell no consórcio vencedor surpreendeu. Isso porque o regime de partilha é visto por eles como desvantajoso para as empresas participantes”. (G1).

---

<sup>20</sup> Obs.: valor máximo da alíquota da Participação Especial no regime de concessão.

Segundo simulações de Sauer e Rodrigues (2016), devido às condicionalidades existentes no desenho para estabelecimento da alíquota de 41,65% de óleo excedente, “como a produtividade dos poços e a evolução dos preços do petróleo no mercado internacional”, não serão atingidas.

Em reportagem da BBC, o Brasil lembra que o alvoroço que tomou conta das descobertas do pré-sal, era sobre um cenário de diminuição mundial das reservas de petróleo. Alguns anos depois, já estabelecido o Novo Marco Regulatório da atividade petrolífera, houve o advento do gás de xisto nos Estados Unidos. O que isso mudou o panorama mundial, sendo que naquele país o investimento para as empresas é mais interessante, pois elas têm maior discricionariedade. Mesmo sendo um ótimo campo o de libra, as regras impostas no edital diminuíram o interesse de grandes petroleiras.

## CAPÍTULO 4 – As Vantagens e Desvantagens dos Regimes e os Impactos nas Receitas Governamentais

Os quadros enumeram as vantagens e desvantagens de cada modelo de Exploração & Produção de petróleo em território brasileiro. As mesmas serão listadas de acordo com Gomes (2009).

**Quadro 1:** vantagens vs. desvantagens do Modelo de Concessão

<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
<p><b>1<sup>a</sup></b>- Simplicidade das regras, ou seja, são claras e estáveis, sendo que estabelecem segurança jurídica junto às companhias.</p> <p><b>2<sup>a</sup></b>- Progressividade das receitas governamentais, variando de acordo com a produção dos campos.</p> <p><b>3<sup>a</sup></b>- Adequação das participações especiais a qualquer tipo de campo de exploração, sejam eles pequenos, médios, grandes ou até mesmo gigantes.</p> <p><b>4<sup>a</sup></b>- As receitas governamentais derivadas das participações especiais podem ser idênticas às dos Contratos de Partilha, desde que a alíquota seja elevada ou os leilões sejam reformulados.</p> <p><b>5<sup>a</sup></b>- A utilização é feita por países que tenham maturidade institucional, jurídica e fiscal.</p> <p><b>6<sup>a</sup></b>- Os custos de monitoramento são menores.</p> <p><b>7<sup>a</sup></b>- Os riscos de E&amp;P são todos do concessionário, eximindo o Estado dos riscos do processo.</p>	<p><b>1<sup>a</sup></b>- Petróleo extraído é de propriedade do concessionário, o que diminui a possibilidade de exercer política comercial<sup>21</sup> pelo Estado.</p> <p><b>2<sup>a</sup></b>- <i>Royalties</i>, bônus de assinatura e pagamento por ocupação ou retenção de áreas são as únicas garantias de receita, pois, as participações especiais são sobre a renda líquida.</p> <p><b>3<sup>a</sup></b>- Baixo controle do Estado sobre a cadeia produtiva<sup>22</sup> (E&amp;P e comércio). Somente se houve risco de desabastecimento ou em caso de interesse nacional é que o Estado detém o poder de intervir nas exportações.</p> <p><b>4<sup>a</sup></b>- Em casos de riscos geológicos e políticos altos, o bônus de assinatura pode afastar o interesse em investir das empresas.</p> <p><b>5<sup>a</sup></b>- O bônus de assinatura pode restringir a concorrência, pois somente empresas de grande porte dispõe de reservas de capitais previamente.</p>

<sup>21</sup> Lima, 2015

<sup>22</sup> Lima, 2015

<p><b>8<sup>a</sup></b>- O pagamento dos <i>royalties</i> garante ao Estado uma receita mínima, pois são pagos desde o primeiro barril produzido.</p> <p><b>9<sup>a</sup></b>- O bônus de assinatura garante ao Estado receitas antes mesmo de início da exploração e produção, pois é pago no ato de assinatura do contrato.</p> <p><b>10<sup>a</sup></b>- Menor exigência de monitoramento para recebimento do bônus de assinatura pelo Estado.</p> <p><b>11<sup>a</sup></b>- É mais interessante para os concessionários, aumentando o interesse do investimento.</p> <p><b>12<sup>a</sup></b>- Exigência de menos informações <i>ex ante</i>.</p> <p><b>13<sup>a</sup></b>- O petróleo não extraído entra na conta dos ativos das empresas detentoras da concessão, o que aumenta sua classificação na bolsa de valores.</p>	<p><b>6<sup>a</sup></b>- A possibilidade de abater os custos de produção do pagamento da PE pode incorrer de superfaturamento dos custos pelas concessionárias para pagar menor participação especial ou até mesmo anulação da mesma.</p> <p><b>7<sup>a</sup></b>- O valor do barril de petróleo não é considerado para o cálculo das participações especiais.</p> <p><b>8<sup>a</sup></b>- Dificuldades no formato de cobrança da participação especial, pois seus cálculos são complexos, devido ao fato de envolver isenções. Estas são pagas em cima da renda líquida.</p>
--	--

(Elaboração própria, a partir de Gomes (2009), p. 49 a 53).

## Quadro 2: vantagens vs. desvantagens do modelo de Partilha de Produção

<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens.</i>
<p><b>1<sup>a</sup></b>- Maior controle do Estado sobre as fases da cadeia produtiva.</p> <p><b>2<sup>a</sup></b>- Modelo utilizado em vários países, sendo preferido onde há pouco desenvolvimento institucional, fiscal e jurídico.</p> <p><b>3<sup>a</sup></b>- Propriedade do petróleo continua sendo do Estado.</p> <p><b>4<sup>a</sup></b>- Pode conter cláusula limitando a recuperação dos custos.</p> <p><b>5<sup>a</sup></b>- O excedente em óleo (<i>profit oil</i>) pode</p>	<p><b>1<sup>a</sup></b>- Maiores custos de monitoramento e aumento da estrutura burocrática com a criação de uma nova estatal.</p> <p><b>2<sup>a</sup></b>- Pode gerar dificuldade na obtenção de empréstimos pelas empresas contratantes, devido ao fato de o petróleo não entrar nos ativos da empresa, podendo o Estado ter que investir diretamente.</p> <p><b>3<sup>a</sup></b>- A não inclusão de uma cláusula como limite à recuperação de custos pode incentivar a ineficiência na utilização dos</p>

<p>assumir forma progressiva.</p> <p><b>6ª-</b> Devido à sua complexidade nas regras, a rentabilidade estatal pode vir a ser ajustada ao longo do projeto.</p> <p><b>7ª-</b> O Imposto de Renda (IR) pode ser pago por meio de dinheiro ou óleo, podendo prever descontos caso haja majoração da alíquota durante o ano.</p> <p><b>8ª-</b> Facilidade do contratante na leitura do regime fiscal do país.</p> <p><b>9ª-</b> Admissão do modelo de <i>joint venture</i>.</p> <p><b>10ª-</b> A <i>joint venture</i> fomenta um sentimento de nacionalismo no país.</p>	<p>recursos.</p> <p><b>4ª-</b> Exigência de alteração de norma constitucional e pode atrasar o desenvolvimento do setor.</p> <p><b>5ª-</b> A participação governamental costuma ser obtida somente no fim do contrato, devido aos primeiros barris extraídos serem entregues ao contratante para recuperação dos custos.</p> <p><b>6ª-</b> Devido à complexidade na negociação, exige maior conhecimento <i>ex ante</i> das reservas pelos agentes estatais e também dos custos dos equipamentos utilizados para explorar e produzir.</p> <p><b>7ª-</b> Adoção mais difícil se o país tem pouco sucesso nos projetos de produção de petróleo.</p> <p><b>8ª-</b> A adoção da <i>joint venture</i> pode trazer prejuízos ao Estado; contingenciamento orçamentário em outras áreas; conflitos de cunho social e ambiental, entre estado regulador e estado investidor.</p> <p><b>9ª-</b> Baixa aceitação da <i>joint venture</i> pelas empresas do setor petrolífero.</p>
--	---

(Elaboração própria, a partir de Gomes (2009), p. 53 a 56).

Ao analisarmos as tabelas acima, podemos perceber que há vários motivos (vantagens) para se escolher qualquer um dos modelos. Contudo, há também vários pontos negativos (desvantagens) que corroboram para uma maior cautela na escolha.

No que diz respeito às vantagens e desvantagens no âmbito da arrecadação das receitas governamentais, o regime de concessão traz progressividade, pois a especial varia de acordo com a produção e se adequa a qualquer tipo e tamanho dos campos, e pode ter resultados iguais ao modelo de partilha, elevando-se as alíquotas. O bônus de assinatura é uma receita garantida, pois é pago no ato de assinatura do contrato e os *royalties* são

pagos a partir do primeiro barril produzido. As participações especiais podem não acontecer, pois são pagas sobre a renda líquida em campos com alta rentabilidade e/ou produtividade.

Já no regime de partilha de produção, o Imposto de Renda pode ser recebido junto do *profit oil*. Também há cobrança de bônus de assinatura, sendo estipulado pelo Governo, inferindo a possibilidade de certeza no valor a ser arrecadado. No caso brasileiro, há a cobrança de *royalties*, sendo o mais comum impor uma limitação à recuperação do custo em óleo. Como a oferta vencedora leva em conta o percentual de excedente de óleo ofertado ao Estado, este pode reaver uma grande parte do *profit oil* para si.

#### **4.1 - CARACTERÍSTICAS PARA ESCOLHA DO REGIME DE E&P**

Um ponto que não deve ser desconsiderado nesta análise é que as preferências políticas dos atores que estão no poder importam, pois o modelo de concessão é visto como neoliberal. Já o modelo de “contrato de partilha é visto como uma opção em contexto de nacionalismo energético e interesse por um maior controle estatal dos recursos naturais”. Tal ponto não leva em consideração qual dos dois regimes seria o maximizador de receitas governamentais para o país, pois tem a ver com as orientações político-ideológicas. (ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

**Quadro 3:** Votação da PL nº 5940/2009 que deu origem a Lei 12.351/10

<b>Resultado da Votação:</b>	<b>Sim:</b> 204	<b>Não:</b> 66	<b>Abstenção:</b> 2	<b>Total Votação:</b> 272	<b>Art. 17:</b> 1	<b>Total Quorum:</b> 273	<b>Obstução:</b> 3
<b>Orientação Partidária</b>							
PMDB/PTC: Sim	PT: Sim	PSDB: Não	DEM: Não	PSB/PCdoB/ PRB: Sim	PR: Não	PP: Sim	PDT: Sim
PTB: Sim	PPS: Sim	PV: Sim	Psol: Sim				
<b>Votação por Partido</b>							
<b>Partidos: ↓</b>	<b>Sim</b>	<b>Não:</b>	<b>Absteção</b>	<b>Obstução</b>	<b>Art. 17</b>	<b>Total de Deputados:</b>	
<i>DEM</i>	8,34%	83,34%	4,16%	4,16%		<b>24</b>	
<i>PCdoB</i>	100%					<b>9</b>	
<i>PDT</i>	86,67%	6,67%	6,66%			<b>15</b>	
<i>PHS</i>	100%					<b>2</b>	
<i>PMDB</i>	97,37%	2,63%				<b>38</b>	
<i>PMN</i>	100%					<b>1</b>	
<i>PP</i>	100%					<b>14</b>	
<i>PPS</i>	75%	25%				<b>4</b>	
<i>PR</i>	66,67%	33,33%				<b>21</b>	
<i>PRB</i>	100%					<b>5</b>	
<i>PSB</i>	88,90%	5,55%		5,55%		<b>18</b>	
<i>PSC</i>	100%					<b>11</b>	
<i>PSDB</i>	5,56%	94,44%				<b>36</b>	
<i>PSOL</i>	100%					<b>2</b>	
<i>PT</i>	98,18%				1,82%	<b>55</b>	
<i>PTB</i>	100%					<b>12</b>	
<i>PTC</i>				100%		<b>1</b>	
<i>PV</i>	87,50%	12,50%				<b>8</b>	
<b>TOTAL Votação</b>	<b>73,91%</b>	<b>23,91%</b>	<b>0,73%</b>	<b>1,09%</b>	<b>0,36%</b>	<b>276</b>	

Fonte: Site Câmara dos Deputados/Elaboração própria

Ao analisar a votação do Projeto de Lei nº 5.940/2009, origem da Lei nº 12.351/10, observa-se que as preferências políticas-ideológicas do partido de situação, o Partido dos Trabalhadores (PT), se fez presente. Uma vez, que o PT é conhecido por políticas esquerdistas, ou seja, voltadas para o nacional desenvolvimentismo. Entretanto, partidos como o PMDB, sem um viés esquerdista, votou a favor da mudança de regime nas áreas do pré-sal. Nesse sentido, a votação corrobora para mais uma hipótese, a qual, o partido que esta no poder, influencia na escolha do regime. Isso acontece desde que, sua base aliada seja forte, coesa e tenha maioria no Congresso Nacional. Ou seja, tendo uma “situação” forte, devido a sua maioria, e uma “oposição” fraca, devido sua minoria.

Para Regra, Cordeiro, Costa, Veloso e Moreira (2017), outros fatores também afetam a escolha do regime de extração escolhido:



Em primeiro lugar, fatores como o tamanho da população, o nível de renda *per capita* e o grau de conflito social interno, por exemplo, poderão sugerir um caminho de preferências quanto à opção de se privilegiar ganhos de curto prazo e, assim, o rápido atendimento às necessidades sociais, maximizando os esforços de exploração e produção. De outra forma, seriam priorizados ganhos de longo prazo, adotando-se um ritmo mais lento de extração do recurso natural, o qual pode indicar a preservação da empresa estatal como única operadora, se não de todos, pelo menos dos principais campos.

Em segundo lugar, critérios políticos, além de econômicos, adicionam um forte viés partidário à tomada de decisões, à medida que estas passam a ser pautadas por políticas de governo, voltadas para a obtenção de ganhos de curto prazo, e não de Estado, as quais visam ao crescimento sustentado de longo prazo. (P. 21).

Para Lima (2015), como petróleo é uma matéria-prima indispensável e insubstituível, sendo utilizado do transporte de pessoas e cargas a fertilizantes, seu controle deve ficar em mãos dos Estados, para que o interesse público não seja sobreposto. Ao defender essa posição, enumera que a Petrobras, além ter um custo de produção 39% menor (análise econômica), as áreas do pré-sal possuem baixo risco exploratório e também baixo custo extrativo, e argumenta que, de acordo com a teoria do modelo de Contrato de Partilha de Produção, seja a melhor escolha em campos com as características de baixo risco ideológico.

Com o advento do pré-sal, Lima (2016) argumenta que o Brasil está perto de se tornar um grande exportador de petróleo, pois há indícios de grandes acumulações de petróleo nestas áreas, o que mudaria o papel do Estado brasileiro no mercado mundial, com o país passando a ser um dos formadores de preço a nível mundial. Portanto, é necessário um maior controle do Estado na política comercial e também ritmo de produção destes hidrocarbonetos.

O grau de conhecimento geológico das reservas<sup>23</sup> de hidrocarbonetos que o país possui é muito importante na delimitação do regime de exploração. Quanto menor o conhecimento geológico, maiores são os riscos de investimento e vice-versa, teoricamente. Ou seja, o modelo de concessão maximizaria as receitas governamentais em um contexto de pouco conhecimento geológico, o contexto de 1997, quando foi promulgada a “Lei do Petróleo”, e ainda hoje em várias outras áreas da extensão

---

<sup>23</sup> Conhecimentos prévios sobre volume das reservas, qualidade do produto e também uma estimativa dos preços futuros do petróleo são importantes para a definição do regime de extração a ser adotado. (LIMA, 2015, p. 5).

territorial brasileira, sejam elas mar ou terra, onde há pouco conhecimento do subsolo. Quando descoberto o polígono do pré-sal, se encontrou uma área de baixo risco exploratório, pois o conhecimento geológico da área é maior. Portanto, o regime de contrato de partilha seria melhor maximizador de receitas governamentais ao país e evitaria uma das “maldições do petróleo” a chamada “doença holandesa”. (LIMA, 2015; ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016).

Lima (2016) ainda argumenta que “(...) no Pré-Sal, é baixo o risco exploratório, as produtividades são altíssimas e o custo de extração muito baixo, não se justifica a adoção do regime de concessão”.

## **4.2 - ANÁLISE SOBRE AS RECEITAS GOVERNAMENTAIS**

Para que o Estado consiga uma participação “justa”, que lhe garanta receitas apropriadas, que poderão ser utilizadas para as políticas públicas, um importante fator é o desenho institucional estabelecido, ou seja, as regras que irão reger os contratos para a área de E&P de petróleo. Regras que evitem manobras das empresas que operam no setor, pois estas só visam lucro e irão tentar garantir a maior parcela para elas. A questão do desenho afeta também para onde serão canalizadas as receitas provenientes dos contratos de E&P, se a maior parcela ficará com os Estados e municípios confrontantes, como é feito no modelo de concessão brasileiro, ou então se será centralizada na União e depois repassada aos entes federados de maneira “geral”, como pretende o modelo de partilha.

As receitas governamentais do regime de concessão, regidas pela “Lei do Petróleo”, são: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial (PE), taxa de ocupação ou retenção de área, além dos demais tributos incidentes, como por exemplo o Imposto de Renda (IR). Já o modelo de partilha brasileiro estabelece a cobrança do bônus de assinatura, *royalties* e do excedente em óleo e demais impostos.

Sob um conjunto de regras estabelecido pela Lei 9.478/97, o bônus de assinatura é parte importante no leilão, pois ele representa um peso de 40% no total do lance (LIMA, 2015). É uma receita de fácil apuração e recebimento, exigindo pouco controle de administração pública, porque é pago no ato de assinatura do contrato. Entretanto, o valor mínimo não deve ser alto, pois em caso de riscos geológicos grandes pode

afugentar investidores. Grandes valores podem tornar inviável a participação de pequenas e médias empresas<sup>24</sup>. A Lei 12.351/10 também estabelece o bônus de assinatura, entretanto, o valor é fixo (LIMA, 2016). O primeiro e único leilão sobre esse regime foi o campo de libra e o valor cobrado a título dessa receita foi de R\$ 15 bilhões, um valor extremamente alto, que, apesar de ser um ótimo campo, com extração fácil e baixo risco geológico, as cifras cobradas fizeram com que aumentassem os riscos de investimentos e outros fatores, o que pode ter levado empresas multinacionais do setor a não participarem da licitação.

Por isso, Gomes (2009) ainda argumenta que o bônus de assinatura não deve ser a principal receita do governo nem a principal maneira de escolha do vencedor. Para o autor, o percentual de *royalties* ou *profit oil* deveriam ser ofertados pelos concessionários e/ou contratantes e objeto da proposta vencedora. Portanto, é necessário levar em consideração todos esses aspectos para estabelecer os valores de referência, para maior retenção dos lucros provenientes da E&P de petróleo por parte do Brasil, sem interferir na competitividade e aumentar o risco de investimento.

Os *royalties* são uma receita governamental muito importante. No regime de concessão é única receita garantida do governo a partir da produção do campo, uma vez que a cobrança já é feita a partir do primeiro barril de petróleo produzido e sobre ela não incide dedução dos custos. (GOMES, 2009) A “Lei do Petróleo” estabelece uma alíquota de *royalties* que varia entre 5% e 10%, que tem a progressividade como uma característica importante. No regime de partilha não é comum cobrar explicitamente os *royalties*, o mais utilizado mundialmente é um teto de recuperação de custos. (REGRA, CORDEIRO, COSTA, VELOSO e MOREIRA, 2017). O governo brasileiro colocou esta cobrança de *royalty* em seu Novo Marco Regulatório. A alíquota é 15% e não foi definida na Lei 12.351/10, mas sim pela Lei 12.734/12. Ela “é 50% maior que a alíquota mais alta do regime de concessão, que é de 10%. Além disso, 49% dos *royalties* são destinados a todos os Estados e Municípios do País”. (LIMA, 2016).

A Lei 9.478/97 traz a cobrança da Participação Especial (PE) para campos com alta produtividade ou rentabilidade, e é cobrada em cima da receita líquida, ou seja, descontados custos operacionais, *royalties*, dentre outros. As alíquotas variam entre

---

<sup>24</sup> ALMEIDA, LOSEKANN, CASTAÑO, VITTO, CLAVIJO e NUNES, BOTELHO, COSTA, WAEGER, 2016.

10% e 40%, característica de progressividade da “Lei do Petróleo”. A Lei 12.351/10 traz o excedente em óleo como uma cobrança parecida com a PE. A lei não definiu previamente um quantitativo mínimo de *profit oil* que a União deve receber, sendo esta função delegada ao CNPE. Lima (2016) destaca “que o excedente em óleo da União em Libra, estimado em 41,65%, é maior que a alíquota mais alta de participação especial de 32,38%, aplicada no campo de Lula”.

Lima (2016) mostra que as receitas governamentais no ano de 2015 foram totalmente provenientes do regime de concessão, sendo que em números percentuais a receita governamental foi de apenas 13% da produção petrolífera ocorrida no país. Muito dessa baixa arrecadação é fruto dos prejuízos amargados pela Petrobras neste ano, por vezes devido a escolhas de cunho político. Comparando à Noruega, neste ano teve uma receita governamental de 42,5% da produção petrolífera do país. Com o regime de concessão, o Brasil está entre os países que menos arrecadam. Por isso, em áreas do pré-sal e estratégicas com alta rentabilidade não é aconselhável a utilização do modelo de concessão.

Entretanto Regra, Cordeiro, Costa, Veloso e Moreira (2017) argumentam que os “eventuais benefícios advindos da adoção de Contratos de Partilha ou de outros modelos a ele assemelhados não superaríamos os riscos regulatórios associados a esta transição” e, portanto, seria mais prudente uma alteração aumentando as alíquotas<sup>25</sup>, tanto dos *royalties* quanto das participações especiais, para os blocos do pré-sal, afim de aproveitar monetariamente as características de alta produtividade e rentabilidade da região. Tal medida poderia ter sido feita por ato do Poder Executivo. Para os autores, uma mudança menos substancial do que a ocorrida seria importante, pois não afugentaria investidores e maximizaria as rendas para o Estado.

Apesar de Gomes (2009) reconhecer a necessidade de aumento das alíquotas das participações especiais, uma vez que os preços do petróleo à época do decreto eram bem menores que os praticados, e ao fato de que essa mudança significaria uma melhor distribuição entre as concessionárias e o Estado, o autor salienta que a majoração das alíquotas deve se ater somente aos novos campos licitados, uma vez que os contratos sinalizam os percentuais estabelecidos no Decreto nº 2.705/98, pois, uma mudança nos

---

<sup>25</sup> DIAS e RENAULT (2013).

contratos já em vigor estabeleceria um quebra contratual e provocaria uma instabilidade jurídica de grandes proporções. Como destacado por Joseph Stiglitz et al Gomes (2009)

(...) deve o contrato de concessão possuir cláusulas *ex ante*, capazes de fomentar a renegociação do próprio contrato nas hipóteses de: a) descobertas de extensos depósitos de petróleo, b) elevação exagerada dos preços de petróleo, c) qualidade do petróleo inferior à esperada, d) custos de exploração e produção bem superiores ao esperado. (P. 10).

São questões relevantes ao desenho institucional que não devem ser esquecidas para que o Estado esteja sempre acobertado para mudanças de preços altíssimos, ou descoberta de grandes jazidas de petróleo pré-sal, para que possam ser negociados novos valores de referência, visando uma apropriação do Estado nas receitas advindas da E&P de petróleo.

Como observado pela literatura, a Lei 12.351 de 2010 trouxe várias inovações em relação ao desenho institucional estabelecido: a Petrobras, como única operadora dos campos, a criação da estatal PPSA para gerir os contratos e representar a União, a proibição do pagamento do excedente em óleo em dinheiro, além de a Petrobras ter direito de no mínimo 30% em qualquer consórcio, podendo elevar seu direito de participação. Interferem no tocante aos custos do projeto e no interesse das empresas em participarem das rodadas de licitação sob o regime de partilha, pois as empresas podem não ter interesse na sociedade com a Petrobras. Tal modelo dá ao governo brasileiro controle sobre as operações e limita a discricionariedade das empresas privadas do setor.

A Lei 13.365<sup>26</sup>, de 29 de novembro de 2016, flexibilizou as regras:

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

Entretanto, a fixação do bônus de assinatura diminuiu a concorrência, pois, no caso de libra, foi um valor extremamente alto e também diminuiu a possibilidade de pequenas empresas participarem. Como observado por Lima (2013), devido ao não estabelecimento de um limite para recuperação de custos e nem um valor mínimo de excedente de óleo para a União, as receitas governamentais provenientes do regime de partilha podem ser menores que as do regime de concessão.

---

<sup>26</sup><http://legis.senado.leg.br/legislacao/ListaTextoSigen.action?norma=602590&id=14374736&idBinario=15646907&mime=application/rtf>. Acessado em 12/06/2017 às 14h: 30min, do horário de Brasília.

Portanto, Gomes (2009) diz que rentabilidade das receitas governamentais não difere muito entre os modelos, ou seja, ambos podem assegurar a mesma rentabilidade para o Estado, desde que configurados de maneira equivalente. O quadro a seguir ilustra o argumento.

**Quadro 4:** Configuração dos modelos de maneira equivalente para arrecadação.

<b>Tipo de contrato</b>	<b>Alto risco</b>	<b>Risco médio</b>	<b>Baixo risco</b>
<b>Concessão</b>	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (Imposto de Renda).	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários.
<b>Partilha de produção</b>	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratante.	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratante e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i> .

(Elaboração: GOMES, 2009).

Como observado por Sauer e Rodrigues (2016):

De acordo com os resultados das simulações econômico-financeiras, o regime de concessões garante maior participação governamental na maior parte dos campos analisados, pois nesse regime a soma dos *royalties* e da participação especial é mais elevada do que a soma dos *royalties* e da participação da União no excedente óleo no caso do regime de partilha de produção. (P. 219).

Ainda de acordo com os autores, o regime de partilha de produção somente traz receitas governamentais maiores quando há alta dos preços, “tendência que é exacerbada quanto maior é o tamanho da reserva analisada” (p. 219 e 220).

A mudança de marco regulatório das atividades de E&P de petróleo no Brasil, para Vellozo (2013), passou primeiramente por “dar à Petrobras o direito de explorar os 41 campos retirados da 9ª sem concorrência nem pagamento de bônus de assinatura e Participação Especial” e, segundo, motivo de cunho político, que seria dar uma cara diferente ao segundo mandato do presidente Lula, se opondo ao desenho mais neoliberal que o contrato de concessão implica, preconizado pelo governo FHC.

Para Sauer e Rodrigues (2016), as alíquotas e a metodologia utilizada para a escolha da percentual da mesma deveria ser mudada, afim de aumentar o ganho em receitas governamentais. Os autores ainda defendem que o regime de serviços, por meio da contratação direta da Petrobras para executar as atividades de E&P, seria o mais adequado para controle de produção e também no ganhos de receitas governamentais.

Como observado ao longo do capítulo, a pergunta inicial (*qual o melhor regime de extração de hidrocarbonetos (Contratos de partilha ou Concessão) para maximizar as receitas governamentais?*) não tem uma resposta totalmente objetiva. Ou seja, o regime que irá maximizar os ganhos do país sobre as atividades de E&P de petróleo será aquele que tiver a delimitação de regras melhor ajustada a esse fim. A escolha do regime de exploração passará por outros fatores, como preferências político-ideológicas, riscos geológicos, grau de conhecimento das reservas, facilidade ou não da extração.

### **4.3 - DISTRIBUIÇÃO DAS RECEITAS GOVERNAMENTAIS**

Outra questão importante que abarca o tema das receitas governamentais é a destinação que esses recursos devem ter e também qual a melhor forma de distribuí-los para que a nação brasileira desfrute das rendas provenientes desses recursos naturais.

É conhecido que a Lei 9.478/97 concentra as receitas governamentais da E&P do petróleo nos estados e municípios produtores. Com isso, esses entes recebem vultosos recursos, criando disparidades em termo de receita para os estados e municípios não produtores. (ROMÃO, 2012). O fim das participações especiais no novo marco regulatório “representa também uma grande perda para os entes produtores e uma expressiva centralização de receitas, pois estados e municípios produtores ficam com metade do *government take*” (VELLOZO, 2013. (P,143).

Com a discussão dos projetos de lei que mais tarde se tornaram as leis que formam o novo marco regulatório, as disputas que foram “travadas no Congresso Nacional não possibilitaram a definição da base legal para a arrecadação e distribuição das participações governamentais no novo regime de exploração criado, o de partilha”. (DIAS e RENAULT, 2013. (P, 154). Esse imbróglio alcançou até a distribuição dos contratos vigentes.

As participações especiais e *royalties* são as únicas receitas pagas diretamente aos estados e municípios produtores. (ROMÃO, 2012). A principal razão de essas receitas

serem direcionados às áreas produtoras é que o ICMS é cobrado somente no destino do petróleo e não usualmente, quando o imposto é dividido entre o local de origem e destino. Tal privação seria para equilibrar as receitas dos entes federados. (DIAS e RENAULT, 2013).

Há muitos argumentos contrários “à distribuição das participações governamentais às regiões produtoras”, pois, segundo esses críticos, essa maneira de distribuição “levaria a uma excessiva contração de recursos e também a obtenção de rendas dessa natureza resultaria no relaxamento do esforço de arrecadação/tributação dos demais setores da economia”. Ao analisar os dados, não é encontrado nenhum nível de distorção arrecadatória dos estados produtores em relação aos não produtores. (DIAS e RENAULT, 2013).

No regime de partilha, a alíquota de *royalties* é de 15% e os critérios para distribuição desses recursos são estabelecidos pela Lei nº 12.734/12. Entretanto, “em decisão monocrática na Ação Direta de Inconstitucionalidade 4917, a Ministra do STF Cármen Lúcia suspendeu esses critérios”. (LIMA, 2013, p. 5). Nas novas regras, “49% dos *royalties* são destinados a todos os Estados e Municípios do País”. (LIMA, 2016. P.28). Portanto, a nova lei de distribuição preconiza um preceito mais igualitário nas divisões das receitas governamentais entre os entes federados.

Com o modelo de partilha, as PEs se “tornam” excedente em óleo. O resultado do *profit oil* deve ser passado à União, que venderá ou fará estoques. O resultado da venda será repassado ao Fundo Social, ficando explícito um viés centralizador do governo, que receberá sua parte em óleo por meio da sua empresa 100% estatal. “As perdas de estados e municípios produtores pela ausência das participações especiais têm significado particular, uma vez que, de acordo com a Lei 9.748, 40% dessas receitas vão para os estados e 10% para os municípios”. (DIAS e RENAULT, 2013, p. 174).

Segundo Lima (2016), a centralização dos recursos advindos da comercialização do petróleo e gás natural que é destinado ao fundo social, de acordo com a Lei 12.351/10, poderia ser corrigida, passando a destinação a todos estados e municípios do país. Essa medida diminuiria o caráter centralizador e respeitaria o pacto federativo.

O papel do fundo social criado pela Lei 12.351/10 é, além de criar uma espécie de poupança para que as gerações futuras tenham o direito de usufruir dos recursos



adquiridos pela exploração dos bem naturais não renováveis, como mitigar as desigualdades regionais e sociais do país.

Segundo o artigo 47 da referida lei, 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, tais como a educação, a cultura, o esporte, a saúde pública, a ciência e tecnologia, o meio ambiente e a mitigação e adaptação às mudanças climáticas. (SILVA, 2015).

Outra característica básica do fundo social está atrelada à tentativa de mitigar a volatilidade que as receitas provenientes do petróleo apresentam, e que esta está ligada, também, à volatilidade do crescimento econômico dos países produtores de hidrocarbonetos. Porém, segundo Ross (2015):

“Desde o início da década de 1990, muitos produtores de petróleo criaram fundos especiais para ajudá-los a gerir suas receitas de recursos através do uso contracíclico, de investimentos para compensar o esgotamento futuro ou de ambos. Uma análise mais próxima, porém, mostra que esses fundos têm sido surpreendentemente ineficazes. Muitos governos violam suas próprias regras sobre depositar ou retirar o dinheiro de seus fundos de recursos; outros elaboram lacunas que prejudicam a eficácia dos fundos. Dois estudos recentes do FMI – em geral, favorecendo estabelecimento desses fundos – não encontraram evidência visível de que eles ajudaram os governos a melhorar seu desempenho fiscal”. (P. 262).

Portanto, a observação de Silva (2015): “faz parte deste desafio proteger o FS contra mudanças discricionárias promovidas pelos Poderes Executivo e Legislativo” - é de importante necessidade para que o fundo social criado pela Lei 12.351/2010 obtenha sucesso nos seus objetivos.

Ao analisar as regras do FS e sua composição, Romão (2012) salienta uma “falha” na formação do Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS) e também do Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS), pois somente aos ministérios de cunho financeiro foi garantida a participação. Ou seja, nenhum ministério da área social, representado por seu ministro, foi incluído. Com isso, o desenvolvimento social e regional pode ficar em segundo plano. É necessária a inclusão destes atores, com conhecimento das principais questões sociais mais agonizantes, para se conseguir uma destinação adequada dos recursos, com o intuito de alcançar uma equiparação social da nação.

Romão (2012), em seu artigo apresentado na Anpocs, apresenta argumentos contrários à concentração dos recursos das atividades de E&P nos municípios e estados produtores. Neste estudo, o autor ainda mostra que após várias modificações nas legislações sobre

onde deveriam ser aplicados os recursos provenientes do petróleo, a discricionariedade dos governantes aumentou muito. Hoje, é possível aplicar tais recursos em quase todas as áreas.

É constatado pelo autor que a maioria das cidades agraciadas pelos enormes recursos provenientes dos *royalties* não apresenta desenvolvimento social condizente. Os dados analisados pelo autor<sup>27</sup> entre 1997 e 2012, mostram cidades onde falta saneamento básico, notas no IDEB (exame aplicado para verificar a qualidade do ensino básico no país) abaixo de municípios que não recebem tantos recursos, Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) baixo, além de recursos empregados em projetos de pouca efetividade, no tocante à melhoria no panorama social da cidade. Além de vários casos de corrupção citados.

Ross (2015), em seu livro “A Maldição do Petróleo”, cita vários problemas relacionados à extração de recursos naturais. O autor cita, dentre outros, que nos países produtores de petróleo a oportunidade de emprego para as mulheres é muito baixa. A doença holandesa contribui para esse problema, pois os setores agrícolas e industriais (têxtil, por exemplo) que têm mais postos de trabalho feminino, são enfraquecidos, diminuindo as oportunidades. Segundo o autor, nessas condições as mulheres casam-se mais cedo, tendo filhos mais cedo, gerando um aumento na taxa de natalidade e, por consequência, aumento populacional, ocasionando maior demanda pelos serviços públicos.

Outro problema citado pelo autor, ligado ao aumento populacional, é a migração de trabalhadores para as áreas que detém postos de trabalho ligados a indústria petrolíferas. Com esses fatores, o desenvolvimento social do local fica prejudicado, pois, com o aumento da população, as políticas públicas podem não ser suficientes e os gestores locais podem não estar preparados para uma demanda tão grande.

Portanto, seria de grande valia uma análise para verificar se houve diminuição dos postos de trabalho femininos e crescimento populacional nos municípios produtores de petróleo e que receberam enxurradas de *royalties*, visando estabelecer se tais entes federados, citados no estudo de Romão (2012), dentre outros, foram “vítimas” da doença holandesa.

---

<sup>27</sup> Romão 2012.

Romão (2012), em seu estudo, também cita vários casos de corrupção nos municípios produtores por ele observados. Ross (2015) cita que uma das características da doença holandesa é um “fortalecimento” da indústria de serviços (construção civil, ou obras de infraestrutura), pois estes não podem ser importados. Esse fortalecimento se dá muitas vezes por meio de contratos com os governos. Watkins<sup>28</sup> cita que “cerca de 88% dos contratos assinados pela Petrobras entre 2003 e 2014 tiveram dispensa de licitação. É o ambiente perfeito para a corrupção e o desperdício do dinheiro que pertence a todos os brasileiros”, fazendo uma observância ao panorama de escândalos ligados a Petrobras. Sendo um fator a mais, na hipótese de o Brasil estar sofrendo a “Maldição do Petróleo”.

Ross ainda argumenta, no último capítulo do seu livro<sup>29</sup>, que a propriedade do petróleo pelo Estado, o que faz seu papel dominante, seja uma variável para ajudar na explicação da “maldição dos recursos naturais”. Entretanto, ele pondera que: “se a propriedade estatal faz parte da doença, então a privatização pode parecer parte da cura. Mas alguns medicamentos são piores do que as doenças para as quais eles são prescritos”. E ainda mostra que a privatização só trocaria os casos de corrupção e irresponsabilidade no uso das receitas arrecadadas, de mãos. Mas, em alguns casos, poderia aumentar a exigência de transparência. O autor cita várias formas que poderiam ajudar a mitigar os efeitos da “Maldição do Petróleo”, o que torna uma leitura interessante para os formuladores de políticas públicas da área petrolífera.

A Lei 12.858<sup>30</sup>, de 09 de setembro de 2013, apresenta avanços em relação à destinação dos recursos, pois destina os recursos da administração direta e as receitas dos estados, do Distrito Federal e municípios advindos dos *royalties* e participação especial; 50% dos recursos do Fundo Social; e as receitas do acordo de individualização (unitização) para as áreas de educação básica e saúde.

Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências.

Pela regra, 75% dos *royalties* do petróleo devem ser investidos em educação e, os outros 25%, em saúde. Já dos recursos do Fundo Social, 50% vão para educação e saúde. Os *royalties* que serão destinados para educação e saúde se referem apenas aos novos contratos da União em que os poços tiveram a

<sup>28</sup> Introdução do livro “A Maldição do Petróleo”.

<sup>29</sup> “A Maldição do Petróleo”.

<sup>30</sup> <http://legis.senado.leg.br/legislacao/ListaTextoSigen.action?norma=591306&id=14371630&idBinario=15635777&mime=application/rtf>. Acessado em 12/06/2017 às 14h: 40min, do horário de Brasília.

comercialidade declarada a partir de 3 de dezembro de 2012. *Royalties* de campos em atividade há mais tempo, como nos estados produtores do Rio de Janeiro e Espírito Santo, continuarão a ser aplicados pelos governos estaduais.”. (G1<sup>31</sup>)

Os exemplos alegados salientam a necessidade de um delineamento de um conjunto de regras que devem ser seguidas para aplicação dos recursos provenientes da E&P de petróleo e gás natural, principalmente em relação às receitas anteriores a dezembro de 2013, que ainda ficaram a cargo da aplicação dos governos estaduais. Alguns debates não mostraram preocupação na destinação dos recursos e muito menos no direcionamento dos gastos, mas sim uma disputa para apropriação dos recursos. Há uma necessidade de vincular as receitas às áreas mais deficitárias e urgentes, visando mitigar as diferenças regionais e abissais existentes no país e também não deixar brechas para que regras essenciais não sejam mudadas à revelia dos governantes.

---

<sup>31</sup> <http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/10/governo-faz-nesta-2-leilao-de-libra-maior-reserva-de-petroleo-do-brasil.html>. Acessado em 12/06/2017 às 18h: 12 min do horário de Brasília.

## CONCLUSÃO

Analisando o histórico dos marcos regulatórios do Brasil, observou-se que o regime de concessão implementado em 1997 obteve grandes êxitos. Um dos maiores medos de parte dos legisladores da época de discussão para aprovação da “Lei do Petróleo”, o enfraquecimento da Petrobras, não se configurou. Ao contrário das previsões pessimistas, a empresa teve crescimento e se consolidou como uma das grandes empresas petrolíferas mundiais. Tem atualmente uma das melhores tecnologias para extração de águas profundas.

A área explorada aumentou substancialmente com a entrada do capital privado nacional e estrangeiro. Houve aumento na arrecadação das receitas governamentais. O regime de concessão apresentou grande adesão por parte das empresas. A indústria nacional foi fortalecida, por meio da exigência mínima de bens nacionais, tanto na exploração, quanto na produção, desde as primeiras licitações. A “Lei do Petróleo” garantia estabilidade jurídica, competitividade e atraía investimento privados.

As receitas governamentais recebidas também apresentaram elevação, em comparação à época de monopólio da Petrobras, passando a representar uma fatia do PIB. Com a concessão, o governo recebe o bônus de assinatura, uma receita prévia; os *royalties*, a partir do início da produção; as participações especiais, no caso de campos com alta produtividade ou rentabilidade; as taxas de ocupação e retenção de áreas, que apresentam valores baixos. Além dos impostos comuns às outras atividades.

A partir da descoberta do pré-sal em 2006, pela Petrobras, sobre o preceito de baixo risco exploratório e a probabilidade de grandes reservas que mudariam a posição do Brasil no *ranking* de reservas mundiais, além do regime de concessão não se adequar àquela nova realidade de possibilidade de grandes lucros, podendo o Brasil se tornar exportador da *commodity* e gerar a “doença holandesa” no país. O governo Lula, em 2009, apresentou o Projeto de Lei que deu origem a Lei nº 12.351/10, instaurando o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e áreas consideradas estratégicas pela união.

As receitas governamentais do regime de partilha são: o bônus de assinatura, que possui valor fixo; *royalties*; e o excedente em óleo que é repartido entre a União e a contratante depois de retirado o custo em óleo. O único leilão feito sob o regimento da Lei nº

12.351/10 foi o campo de libra, que foi considerado de baixa competitividade, sendo só um lance ofertado; e atratividade, porque grandes multinacionais decidiram não participar. Muito dessa desistência se explica pelas regras de operadora única e obrigatoriedade de constituir consórcio com a Petrobras.

Verificaram-se várias vantagens e desvantagens que um modelo de E&P tem em relação ao outro. Defensores de que a propriedade do óleo deve permanecer nas mãos do estado, para que este possa regular a velocidade de extração, bem como fazer política comercial, defendem o modelo de partilha. Há outros autores que argumentam que o risco de instabilidade jurídica causado pela mudança do marco regulatório não se justificaria somente com o argumento de que regime de partilha aumentaria as receitas governamentais, sendo o suficiente uma majoração das alíquotas de *royalties* e da participação especial para as áreas do pré-sal no regime de concessão.

A partir da revisão da literatura, verificou-se que os modelos por si só não garantem maior arrecadação. O que realmente garantirá uma grande arrecadação por parte do país é o desenho institucional do marco regulatório. Ou seja, quais serão as regras estabelecidas, visando uma maior parcela da atividade exploratória, através das receitas governamentais.

A escolha do regime de E&P será norteadada pelo nível de reservas recuperáveis, facilidade ou não na sua extração, além de questões de cunho político ideológico. O modelo de concessão é taxado como neoliberal, sendo preferido por atores de partidos situados mais à direita do cenário ideológico e o modelo de partilha de produção ser visto como de nacionalismo energético, sendo preferido por partidos situados à esquerda. Portanto, as preferências dos atores políticos no poder importam. Como visto na votação que implementou o regime de partilha nas áreas do pré-sal. Partidos considerados de direita votaram contra e partidos considerados de esquerda e sua base aliada votaram a favor.

Outro tema sensível é a divisão das receitas governamentais recebidas. A Lei 9.478/97 estabelece que os municípios e estados produtores recebam os *royalties* e as participações especiais. No modelo de partilha, a divisão dos *royalties* seria igual entre os entes federados, sem distinção entre não produtores e produtores. O valor recebido com a venda do excedente em óleo seria repassado ao fundo social, dando um caráter centralizador ao processo. O fundo foi criado para mitigar as flutuações do câmbio e ser

um objeto de poupança para gerações futuras, bem como subsidiar projetos para diminuir as desigualdades regionais.

A literatura apresentou que os municípios agraciados com os valores de *royalties* apresentaram baixo desenvolvimento social, muitas vezes ficando abaixo de municípios que não recebem recursos do petróleo. Os recursos por vezes foram investidos em projetos de baixo impacto social, ou então perdidos para a corrupção. Constatou-se a necessidade de um estudo aprofundado para verificar se estes municípios estão sofrendo da “doença holandesa” e porquê não o país, após as graves denúncias de corrupção envolvendo a Petrobras e grandes empreiteiras. Ou seja, “a maldição do petróleo”.

Conclui-se que ao escolher entre os modelos de concessão e contratos de partilha é necessário ter uma visão bastante crítica das vantagens e desvantagens que cada regime apresenta, sempre visando à escolha daquele que melhor se adapte às características de suas reservas, para que assim sejam maximizadas as receitas governamentais. O desenho das regras de cada modelo pode variar de país para país. Portanto, cada especificação contratual deve ser desenvolvida para que o Estado não amargue com receitas menores que as desejadas, obtendo uma participação justa para desenvolvimento social e regional do país. Sem esquecer-se de estabelecer regras para aplicação das receitas governamentais recebidas, tentando mitigar a corrupção e aplicação das receitas em projetos de pouca efetividade na mudança de vida da população.

## **BIBLIOGRAFIA.**

LUCCHESI. Celso Fernando, “**Petróleo**”. Estudos Avançados 12 (33), 1998.

SOUZA. Amaury de, e PEREIRA. Carlos. “**A flexibilização do monopólio do petróleo no contexto das reformas dos anos 1990**”. (Pág. 39 – 54). Cap. 2 In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

BASTOS, Ricardo Fagundes; SENA, Richard Almeida de. “**Uma Análise Comparativa entre os Modelos de Concessão e de Partilha do Setor Petrolífero**”. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2010.

FREIRE. W, **Petrobras: das origens até os anos 1990** (p. 3-36). Cap. 1. In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

ZYLBERZTAJN, David e AGEL, Sonia. **A reforma do setor de Petróleo de 1997: racionalidade, concepção e implementação**. (Págs. 55 – 80). Cap. 3 In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

PIRES, Adriano e SHECHTMAN, Rafael. **Os resultados da reforma: uma estratégia vencedora**. (Págs. 81 – 103). (Cap. 4). In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, Elói. **Indústria Nacional de bens e serviços nos arranjos produtivos do setor de óleo e gás natural no Brasil**. (Págs. 104 – 122). (Cap. 5). In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

VELLOZO, Lucas L. P. **A Derrota de um modelo de sucesso**. (Págs. 125 – 152). (Cap. 6). In Pires, Adriano, 1935 - “**Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor**



**petrolífero brasileiro”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.**

FERREIRA. Antônio L. M. **Problemas e inconsistências Jurídicas do novo marco regulatório: A ótica dos princípios constitucionais da livre iniciativa, da economia de mercado e do direito comercial.** (Págs. 179 a 199). (Cap. 8). In Pires, Adriano, 1935 - **“Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.**

OLIVEIRA, Gesner e GOLDBAUM, Sérgio. **“A capitalização da Petrobras em perspectiva”.** (Págs. 223 a 238). (Cap. 10). In Pires, Adriano, 1935 - **“Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.**

DE VITTO. Walter, e HOCHSTLER. Richard L. **“Perspectivas para os investimentos petrolíferos no Brasil”.** (Págs. 282 – 311). (Cap. 13). In Pires, Adriano, 1935 - **“Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro”/Adriano Pires... [ET AL]; Fabio Giambiagi e Luiz Paulo Vellozo Lucas (org.), - Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.**

GOMES, Carlos Jaques Vieira. **“O marco regulatório da prospecção de Petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção”.** Texto para discussão 55. Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal. Brasília, Março de 2009. (Pág. 1 – 67).

*Grupo de Economia da Energia:* ALMEIDA. Edmar de, LOSEKANN. Luciano, CASTAÑO. Augustin, VITTO. Willian Adrian CLAVIJO, *Grupo de Análise Econômica – IBP:* NUNES. Luciana, BOTELHO. Felipe, COSTA. Felipe, WAEGER. Luiza,. **“Texto Para Discussão: Comparação dos Modelos Fiscais de Partilha e Concessão”.** In Ciclos de Debates sobre Petróleo e Economia. Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ. Novembro/2016.

LIMA. Paulo César Ribeiro, **“As Participações Governamentais, a Importância de Uma Política para o Excedente em Óleo e o Fundo Social”.** Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. JULHO /2013.

LIMA, Paulo César Ribeiro, **“Análise da Proposta de retorno do regime de concessão no Pré-sal em áreas estratégicas”**. Consultoria Legislativa. Setembro/2015.

REGRA, André, CORDEIRO, Guilherme de B., COSTA, Júlia R. S. S, VELOSO, Luciano de G, MOREIRA, Tathiany R. **“Modelos de Contratos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Uma Análise Crítica da Experiência Brasileira e de Alguns Países Selecionados”**. Nota Técnica 21. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Rio de Janeiro. Dezembro/2017.

DE MELLO, Felipe Macieira; **“Regime de concessões VS. Regime de Partilha de Produção: Impactos para Exploração de Petróleo”**. PUC/RJ – Departamento de Economia. Dez/2013.

MORAIS, José Mauro de. **“Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore”**. / José Mauro de Moraes. – Brasília: IPEA: Petrobras, 2013.

MIELNIK, Otávio. **“Evolução dos leilões de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil”**. In “Leilões de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil”. Cadernos FGV Energia – Maio/2014 – Ano1/nº 1. Org. QUINTELLA, Carlos O. de V. Coord. De Pesquisa: HOLLANDA, Lavínia.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **“A experiência internacional e os Regimes de Exploração de Petróleo no mundo e no Brasil”**. Consultoria Legislativa. Câmara dos Deputados. Estudo: Abril/2016.

SILVA, Isabela Morbach Machado e. **“Fundo Social do Petróleo: de onde vem e para onde vai?”** Revista da Faculdade de Direito -RFD-UERJ- Rio de Janeiro, n.28, Dez. 2015.

ROMÃO, Frederico Lisbôa. **“Pré-sal, Desenvolvimento e Controle Social”**. IN GT05 – Desenvolvimento em perspectiva – teorias, experiências e projetos políticos. Coord. Eduardo Condé (UFJF), Francisco Fonseca (FGV-SP). 36º Encontro Nacional da ANPOCS – 21 a 25 de outubro de 2012. Águas de Lindóia/São Paulo.

ROSS, Michael L. “A maldição do petróleo: Como a riqueza petrolífera molda o desenvolvimento das nações”. *Introdução: Nathalia Watkins*. Editora: Sanscrito. Porto Alegre/RS – 2015.

SAUER, Ildo L. e RODRIGUES, Larissa Araújo. “Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios”. *Estudos Avançados/2016*.

## **VIRTUAIS:**

[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.html](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.html)

Consultado em 24/04/2017 às 18h: 00min de Brasília.

TEIXEIRA, Álvaro A. “Exploração e Produção de Petróleo no Brasil – 15 anos de Abertura”. *Revista Interesse Nacional: Ano 6 – Nº 22. Jul.-Set. 2013.* (<http://interessenacional.com/index.php/edicoes-revista/a-exploracao-e-producao-de-petroleo-no-brasil-15-anos-de-abertura/> Acessado em 10/05/17 às 13h: 44min, horário de Brasília.)

<http://www.anpg.org.br/confira-aqui-os-detalhes-do-regime-de-partilha-e-do-fundo-social-do-pre-sal/> acessado em 15/05/2017 às 20h: 49min.

**Site Oficial da Câmara dos Deputados.** <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/plenario/chamadaExterna.html?link=http://www.camara.gov.br/internet/votacao/mostraVotacao.asp?ideVotacao=4484&tipo=partido> Consultado em 07/06/2017 às 11h: 30min, horário de Brasília.

Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. <http://legis.senado.leg.br/legislacao/ListaTextoSigen.action?norma=602590&id=14374736&idBinario=15646907&mime=application/rtf>. Acessado em 12/06/2017 às 14h: 30min, do horário de Brasília.

Lei nº 12.858, de 9 de setembro de 2013. <http://legis.senado.leg.br/legislacao/ListaTextoSigen.action?norma=591306&id=14371630&idBinario=15635777&mime=application/rtf>. Acessado em 12/06/2017 às 14h: 40min, do horário de Brasília.

<http://www.infomoney.com.br/petrobras/noticia/3014127/tao-polemico-quanto-grandioso-leilao-libra-crucial-para-petrobras-entenda>. Acessado em 12/06/2017 às 17h: 18min, do horário de Brasília.

<http://www.otempo.com.br/capa/brasil/entenda-o-leil%C3%A3o-de-libra-o-maior-campo-de-petr%C3%B3leo-do-brasil-1.734163> Acessado em 12/06/2017 às 17h: 41min, do horário de Brasília.

<http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/10/governo-faz-nesta-2-leilao-de-libra-maior-reserva-de-petroleo-do-brasil.html>. Acessado em 12/06/2017 às 17h: 54min do horário de Brasília.

<http://g1.globo.com/economia/pre-sal/leilao-de-libra/platb>. Acessado em 12/06/2017 às 18h: 05min do horário de Brasília.

<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,sem-disputa-petrobras-vence-leilao-de-libra-com-shell-total-e-duas-chinesas,168014e>. Acessado em 12/06/2017 às 17h: 56 min do horário de Brasília.

<http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/10/consorcio-formado-por-petrobras-e-mais-4-empresas-vence-leilao-de-libra.html>. Acessado em 12/06/2017 às 18h: 01min do horário de Brasília.

[http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2013/10/131021\\_pre\\_sal\\_brasil\\_mm\\_pu](http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2013/10/131021_pre_sal_brasil_mm_pu). Acessado em 12/06/2017 às 18h: 21min do horário de Brasília.