



PUC

DEPARTAMENTO DE DIREITO

O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL

por

FLÁVIA WAEHNELDT ROCHA PIRES

ORIENTADORA: Flávia Limmer

20011.2

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

RUA MARQUÊS DE SÃO VICENTE, 225 - CEP 22453-900

RIO DE JANEIRO – BRASIL

O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL

por

FLÁVIA WAEHNELDT ROCHA PIRES

Monografia apresentada ao Departamento de
Direito da Pontifícia Universidade Católica do Rio
de Janeiro (PUC-Rio) para a obtenção do Título de
Bacharel em Direito.

Orientadora: Flávia Limmer

2011.2

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Maria Elisa e Laerte, aos meus irmãos Fernanda e Guilherme, aos meus avós, tios e toda a minha família, razão da minha felicidade.

AGRADECIMENTOS

Hoje, cumpro uma grande etapa da minha vida, final de uma fase que me leva ao começo de uma longa jornada. Nesse caminho muitos participaram e a esses eu agradeço!

Em especial aos meus pais, Maria Elisa e Laerte, que atentos e dedicados, estavam sempre presentes para dar-me as melhores indicações para percorrer esse caminho, sendo conselheiros e protetores. Tendo me incentivado e confiado no meu potencial, proporcionando ensino da melhor qualidade.

Aos meus irmãos, muito importantes em cada decisão tomada, agradeço a confiança, amizade e, principalmente, a paciência.

Ao meu avô e às minhas avós, base da família, pelo ensinamento diário de como superar cada dificuldade da melhor maneira possível. Exemplos de vida.

Aos amigos e, aos mais que amigos, que tornaram esses cinco anos de aprendizagem diária mais prazerosos e repletos de alegrias.

Obrigada aos meus colegas de trabalho, pela oportunidade e pela credibilidade.

E por último, e não menos importante, obrigada à professora Flávia Limmer pelo incentivo e pela paciência na orientação desta monografia.

Obrigada!

Epígrafe

*“Quando uma criatura desperta
para grande sonho e sobre ele lança
toda a força de sua alma, todo o
universo conspira a seu favor.”*

J. Wolfgang Goeth

RESUMO

A descoberta das reservas de petróleo na camada geológica do pré-sal fez com que o Brasil reconsiderasse a forma de exploração e administração das riquezas decorrentes da mesma. Assim, estamos diante da adoção de um novo regime regulatório no segmento petróleo - o regime de partilha de produção - já utilizado em diversos países. A Noruega, apesar de também adotar o regime de concessão, utiliza mecanismos que estão sendo espelhados na construção do novo marco do pré-sal, como a empresa PPSA e o Fundo Social. O objetivo da reforma do marco regulatório foi alternativa encontrada para permitir que a nação passe a usufruir em maiores proporções dos recursos provenientes da exploração das reservas de petróleo. Portanto, para melhor compreensão do tema aqui exposto, se torna indispensável uma reflexão acerca dos aspectos positivos e negativos tanto do regime atualmente utilizado – concessão – quanto ao regime que se pretende adotar – partilha de produção. Esta é a proposta.

Palavras-chave: petróleo, partilha, pré-sal.

ABSTRACT

The discovery of oil reserves in the pre-salt has made Brazil reconsider its regulatory regime for exploration of its oil reserves. As such, Brazil is adopting the sharing production regime, currently common in several countries. Norway, although adopts the concession regime, it is an example for Brazil to be followed in some aspects as the creation of the company PPSA and the Social Fund. Brazil's new regulation aims to allow that the wealth to be created could benefit social and economically the Nation as whole. Therefore, to better understand this new framework, it is necessary a reflection regarding the positive and negative aspects of both regimes. This is the proposal.

Key-words: petroleum, sharing production, pre-salt.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	10
 CAPÍTULO 1 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	
1.1 A INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO	11
1.2 DA INDÚSTRIA NACIONAL DO PETRÓLEO	15
1.2.1 PRÉ FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO	15
1.2.2 PÓS FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO	17
1.2.3 A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL	21
 CAPÍTULO 2 – O SISTEMA REGULATÓRIO NORUEGUÊS – UM PARADIGMA	
2.1 ASPECTOS GERAIS	24
2.2 UMA ANÁLISE COMPARADA	30
 CAPÍTULO 3 – O SISTEMA REGULATÓRIO BRASILEIRO	
3.1 TRADICIONAIS CONTRATOS DE PETRÓLEO	33
3.2 O CONTRATO DE CONCESSÃO	35
3.3 O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	39
 CONCLUSÃO	 50
 REFERÊNCIAS	 52

LISTA DE ABREVIACÕES

Art: Artigo

ANP: Agência Nacional do Petróleo

CF: Constituição Federal

CC: Código Civil

CNP: Conselho Nacional do Petróleo

EC: Emenda Constitucional

E&P: Exploração e Produção

FS: Fundo Social

IMP: Indústria Mundial do Petróleo

INP: Indústria Nacional do Petróleo

IOC: International Oil Company (Indústria Mundial do Petróleo)

NOC: National Oil Company (Indústria Nacional do Petróleo)

MME: Ministério de Minas e Energia

OC(s): Oil Company (ies)

PPSA: Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A.

PSA: Production Sharing Agreement (Contrato de Partilha de Produção)

PSC: Product Sharing Contract (Contrato de Partilha de Produção)

SDFI: State Direct Financial Interest (Fundo Petrolífero da Noruega)

SPT: Special Petroleum Tax (Tributo Especial do Petróleo)

INTRODUÇÃO

Estamos em constante mudança. Nas últimas décadas, entramos em um impressionante processo de transformação social e industrial. Tais inovações vêm exigir de nós mudanças rápidas, em razão da celeridade da vida contemporânea, por mais que as informações não tenham sido digeridas ou ainda sejam objeto de estudo. Nota-se então um cenário de incertezas e alterações que exigem de todas constantes adaptações.

Seguindo essa linha, o Direito não fica para trás. Principalmente no que tange a esse ramo do direito do petróleo, que por ser relativamente novo torna-se um desafio aos profissionais da área. Novos acontecimentos estão ocorrendo no Brasil. Grandes inovações e questionamentos estão surgindo, inclusive, novas legislações estão sendo introduzidas, criando, assim, um novo marco regulatório brasileiro.

Além disso, como citado anteriormente, o tema é novo com relativa ausência de jurisprudência, sendo as fontes de consultas ainda escassas, tornando o trabalho de pesquisa desafiador. Por outro lado, há algumas lacunas normativas a serem preenchidas, abrindo a possibilidade de um debate rico e democrático sobre o assunto.

Para a devida análise dos regimes regulatórios é necessário que seja feita uma breve abordagem do panorama global e nacional do contexto histórico do Petróleo. Isso, de modo a entender o valor não só econômico como também político-social do Petróleo, assim como compreender porque o Estado deve ter muita cautela ao estabelecer um regime regulatório no setor, de forma a preservar os interesses nacionais, atraindo investidores internacionais para o desenvolvimento da atividade.

O modelo regulatório mais aplicado internacionalmente é o regime de concessão, pois permite que a renda circule na economia mais facilmente, consolidando fornecedores locais e o mercado de trabalho interno. A Noruega é usada como objeto de comparação ao modelo brasileiro, por ser um país extremamente desenvolvido nessa área e que, apesar de não adotar o regime de partilha de produção, está servindo como base na criação da nova empresa estatal brasileira e o fundo social.

O regime de concessão vigora no Brasil desde a flexibilização do monopólio do petróleo brasileiro com o advento da Emenda Constitucional nº. 9/95. Contudo, com as novas descobertas

na camada geológica do pré-sal, o governo decidiu adotar o novo modelo de partilha de produção de modo a ter mais controle sobre o óleo produzido no território brasileiro.

Não há dúvida quanto a relevância do petróleo na sociedade contemporânea, o mesmo foi considerado a mola propulsora do século XX, promovendo, assim, uma considerável mudança no sentimento de nacionalismo e soberania das nações.

Considerando a suma importância do tema em questão, o escopo do presente trabalho é mostrar, com base nas fontes do direito (doutrina, atos regulamentares, e legislações específicas do setor, como a própria Lei n.º 9.478 de agosto de 1997), como os profissionais e estudiosos da área reagem à criação de uma nova lei no setor petrolífero.

Portanto, a adoção de uma nova regulação traz incertezas quanto à possibilidade de se obter o sucesso pretendido. Isso porque, o atual modelo de concessão atendeu satisfatoriamente as expectativas até o momento, e quem uma eventual insegurança quanto ao novo modelo de partilha de produção poderia desestabilizar o mercado. Não se pode esquecer que o Brasil é considerado, hoje, um país seguro para investimentos externos.

Assim sendo, o desenvolvimento deste trabalho visa estabelecer, em primeiro lugar, uma visão histórica do petróleo, em âmbito nacional e internacional. Em seguida, procura mostrar as peculiaridades do modelo norueguês, objeto de comparação para o novo modelo regulatório brasileiro. Fechando o cenário, é feita uma breve exposição dos modelos contratuais existentes internacionalmente, sendo mais aprofundada a análise do atual modelo de concessão e a sua adaptabilidade ao novo sistema de partilha de produção. Para tanto, tais fatores são analisados criticamente de acordo com as propostas de mudanças em debate nas esferas governamentais à luz das novas possibilidades fático-jurídicas ligadas ao novo marco regulatório do Pré-sal.

CAPÍTULO 1 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

1.1 DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO

É imprescindível uma análise do contexto histórico da Indústria Mundial do Petróleo (IMP) para o entendimento dos pontos acadêmicos e jurídicos ligados ao setor petrolífero. Para tanto, devem ser compreendidas as diferentes fases que o setor petrolífero vivenciou.

O petróleo - substância encontrada em estado de semi-solidez, betume¹ - iniciou seu ciclo comercial nos Estados Unidos, utilizado como óleo medicinal, proporcionando, assim, uma dispersão de fábricas para produção dessas milagrosas mercadorias por todo o país. Posteriormente, nas Idades Média e Moderna, essa substância passou a ser utilizado como óleo de iluminação, pela primeira vez, considerado uma fonte de energia. A partir desse momento, iniciou-se a busca pelo desenvolvimento tecnológico para perfuração e refino do petróleo.

Com a interferência do famoso “Coronel Drake” nasceu a Indústria do Petróleo em 1859², dando a largada à corrida pelo petróleo, que, devido à falta de instalações adequadas para a sua estocagem, eram armazenados em barris de uísque. Desde ato, nasceu a medida-padrão do *barril de petróleo* correspondente a 159 litros, utilizada até os dias de hoje.

Até 1860, o sistema que regia era a norma da captura, ou seja, os proprietários do solo em que se encontrava o petróleo poderiam extraí-lo do poço na maior quantidade possível. Foi a partir desta primeira fase que começaram a serem desenvolvidas as tecnologias para exploração, produção e transporte do petróleo.

Ademais, nesta breve síntese, não se pode esquecer a história incomum da criação e expansão da Standard Oil Company pelo pioneirismo do “capitão de indústria” americano John D. Rockefeller.³

¹ Betume, do latim *bitumine* (“pez mineral”) uma espécie de “pasta bruta” de petróleo (Quintas & Quintans. “A história do Petróleo no Brasil e no Mundo”. ed. Freitas Bastos. IBP. p. 8.)

² “é possível identificar algumas fases distintas na evolução da Indústria Mundial do Petróleo, até o primeiro choque do petróleo, quando se iniciou a etapa atual da indústria.”² ALVEAL, Carmen *apud* Dieese. *As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco da indústria do petróleo no Brasil*. Nota técnica. Número 71, Agosto, 2008 in (memo), p. 5.

³ “A Standard Oil construiu um monopólio de fato, porque nenhuma das outras companhias petrolíferas podia com ela concorrer pelo seu gigantismo e domínio dos mercados. É notório que essa empresa chegou a possuir 33 subsidiárias, criando um trust jamais imaginado àquela época.” (COSTA, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. ed. Atlas, 2009. p. 11)

Contudo, este chegou ao fim, quando por sentença judicial, este monopólio foi obrigado a ser desfeito, distribuindo entre seus acionistas as participações em trinta e três sociedades, com o objetivo de coibir o abuso do poder econômico e restabelecer o equilíbrio nas relações empresárias integrantes da Indústria do Petróleo. Com isso, inúmeras empresas foram surgindo no cenário americano e internacional.

Outro cenário que surgiu foi a crescente demanda por gasolina, quando se criou “a carruagem sem cavalo, também conhecida por automóvel” ⁴, mudando completamente os costumes da sociedade. A partir daí, houve uma grande expansão do consumo, criando, ainda, uma dependência econômico-social de segurança nacional do petróleo e de seus derivados, principalmente com o advento da 1ª e 2ª Guerra Mundial.

Em 1934, com o fim do domínio da Standard Oil, foi criado o cartel internacional das “Sete Irmãs” ⁵ (“Cartel”). Eram cinco empresas americanas – *Exxon*, *Móbil Oil*, *Chevron* (estas três surgiram a partir da divisão da *Standard Oil*), *Texaco* e *Gulf Oil*; e duas européias – *Royal Dutch Shell* e a *Amoco* (atual *British Petroleum*).⁶ O objetivo desse Cartel era organizar o mercado mundial de petróleo e garantir a estabilidade de crescimento da indústria, para maximizar receitas a curto prazo, para regular o ingresso de novos entrantes a médio e longo prazo, controlando sua própria oferta afim de evitar flutuações abruptas de preços.

O Cartel⁷ teve seu surgimento em uma fase posterior da IMP, possibilitando a base para o grande crescimento do setor no século XX. Com este cartel, houve a imposição das regras a serem seguidas pelas grandes empresas exploradoras, as “sete irmãs”, sendo divididas as áreas produtoras e volumes de exploração e produção. Neste período, o Estado Norte Americano teve papel estratégico quando incentivou as empresas americanas a terem acesso ao petróleo do Oriente Médio.

Neste período foi consolidado o modelo de concessão, permitindo vertiginoso crescimento no setor, entre o final dos anos 1930 e o ano de 1973, desta forma, marcando o início da fase seguinte. De acordo com Carmem Alveal:

⁴ YERGIN, Daniel. *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo. Serita, 1992. p. 67.

⁵ Termo cunhado por Enrico Mattei, na época diretor da petrolífera italiana Agip-ENI.

⁶ Conforme pode ser observado com mais precisão em Dieese. “As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco da indústria do petróleo no Brasil”. Nota técnica. Número 71, Agosto, 2008, *in* (memo).

⁷ O Cartel do petróleo tem origem nas “sete irmãs”, apelido conferido as sete maiores companhias de petróleo transnacionais, as quais eram detentoras do mercado petrolífero internacional até a década de 60. Enrico Mattei demonstrava que o oligopólio das “sete irmãs” era o responsável pela criação do cartel do petróleo com vistas de dominar este mercado internacional.

“O sistema de concessões foi o instrumento jurídico concebido para regular as relações entre os governos dos países com reservas de cru [hospedeiros] e as empresas internacionais. A concessão outorgava à empresa um tipo de direito absoluto sobre certa área territorial (...). É inegável que a transferência de soberania nacional dos Estados hospedeiros, incorporada no sistema de concessões e traduzida na ampla liberdade de ação das empresas petrolíferas internacionais, teve um papel decisivo para garantir, a partir dos anos 30, extraordinário crescimento à IMP(...) relegando os governos a meros receptores de renda (...)”⁸

O petróleo tornou-se a principal fonte de energia em todos os cantos do mundo, evidenciando assim o caráter estratégico desta indústria, tanto para os países desenvolvidos quanto para os subdesenvolvidos, em busca de alterar tal situação. Deve-se somar aí, que além dessa busca para o desenvolvimento, as práticas das “sete irmãs” acabaram por provocar um sentimento nos países detentores das reservas, de que o Estado devia a intervir diretamente, ou por meio da instituição de empresas estatais ou por novas negociações sob os contratos de concessão, para proteger a riqueza decorrente do petróleo extraído de seu território.

A partir da grande importância que o petróleo ganhou nas primeiras décadas do século anterior, houve uma série de movimentos nacionalistas que buscaram proteger as riquezas provenientes do subsolo dos seus territórios. Assim, os países hospedeiros passaram a nacionalizar as suas jazidas, caracterizando uma tendência intervencionista do Estado em afirmar sua autoridade na economia petrolífera.

Com esses movimentos, nasceram novos modelos contratuais, que eram escolhidos de acordo com as seguintes características: volume de reservas, custo de exploração e produção e fatores de recuperação das reservas. Assim, todos esses fatores são analisados, fiscalizados e regulados por um determinado Estado, que irá definir esse sistema de regulação contratual.

Contudo, mesmo havendo a regulação do setor, ocorriam inúmeros conflitos entre os países hospedeiros e o Cartel. Para que houvesse um controle dessa produção, não ficando apenas nas mãos das empresas exploradoras internacionais, foi criada a Organização dos Países Exportadores do Petróleo – OPEP. A OPEP⁹ foi criada em Bagdá, em 1960, formada por um cartel de exportadores de petróleo que mudou a relação de forças entre os países hospedeiros e os compradores de petróleo.

⁸ ALVEAL, Carmem *apud* Dieese. “As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco da indústria do petróleo no Brasil”. *Ob. cit.*, p. 6.

⁹ http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm

Vale a ressalva de que, conforme informações no *website* da OPEP ¹⁰, três quartos da participação nas reservas de petróleo pertencem a países integrantes da Organização, restando aos demais países produtores apenas 20% da quantidade anual das reservas de petróleo, como demonstrado na figura abaixo (fig. 1).

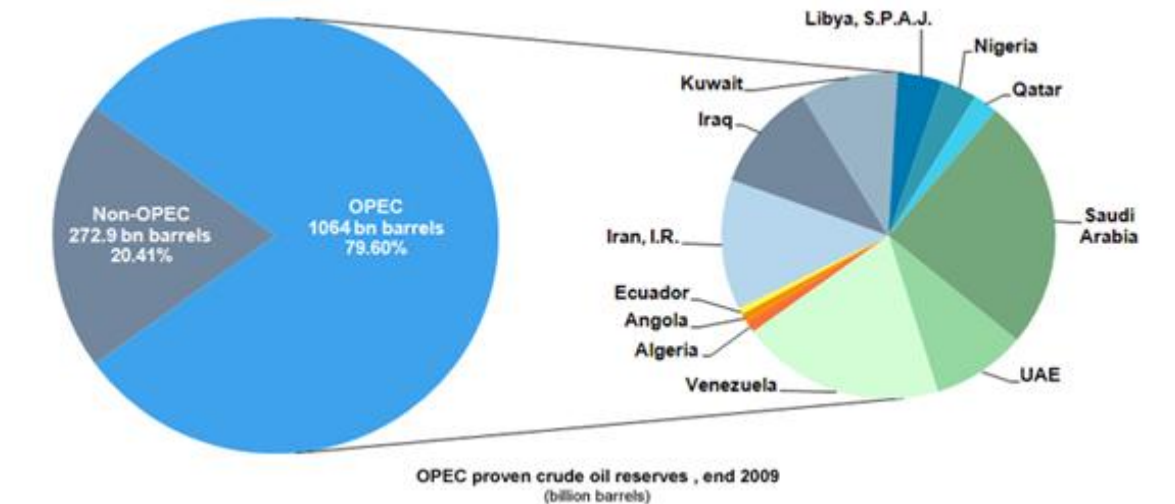


Fig. 1 – Participação nas Reservas de Petróleo
Fonte: OPEC

Dessa forma, fica demonstrada a importância e influência que a OPEP mantém no fundamento do mercado mundial do petróleo, conseguindo, inclusive, afetar indiretamente os preços do barril, conforme mostram os dados apresentados acima.

Atualmente, vivemos um cenário de incertezas, diante a uma crise financeira que se propagou mundialmente, além de um cenário de guerras políticas que se instauraram no Oriente Médio. Entretanto, mesmo diante desta realidade, acredita-se que a demanda continuará crescendo e contribuindo para que as nações futuras possam usufruir dos benefícios sociais e econômicos da energia gerada por essa fonte preciosa, que é o petróleo. Assim, nas palavras de Yergin *“o petróleo permanece a força motriz da sociedade industrial e a força vital da civilização que ajudou a criar”*.

¹⁰ http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm

1.2 DA INDÚSTRIA NACIONAL DO PETRÓLEO

1.2.1 PRÉ-FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO

Desde os tempos coloniais já se considerava a existência de petróleo no Brasil. Os primeiros indícios da existência de petróleo no país ocorreram em 1864, quando se iniciaram os primeiros estudos relacionados à atividade de óleo e gás em terras brasileiras. Até as primeiras décadas do século XX, alguns estudiosos e exploradores tentaram perfurar alguns poços de petróleo brasileiros sem obter êxito.

No que se refere às riquezas do subsolo, a primeira Carta Republicana¹¹ fazia referência ao regime constitucional da propriedade plena, deixando claro que o dono do solo tinha direito às reservas minerais do subsolo, com isso excluindo qualquer possibilidade de interferência do Estado na atividade.

Nos anos que se seguiram, até pelo menos 1938, ocorreu a chamada fase liberal ou da livre iniciativa com relação às atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil. Isso porque, mesmo após a Proclamação da República, a Indústria Nacional do Petróleo (INP) era regida de forma desorganizada, com a característica de admitir na referida atividade a intervenção de profundos investimentos privados.¹²

Um importante passo nessa época foi a adoção do regime da concessão da exploração de bens minerais, que a partir da promulgação da Constituição Federal 1934 passou a depender de autorização federal.¹³ Além disso, essa Carta Magna trouxe, pela primeira vez no ordenamento jurídico brasileiro, a dicotomia entre a propriedade do solo e do subsolo. Deste modo, o governo passou a desenvolver um controle governamental sobre a outorga da exploração de jazidas e, com isso, pode interferir de alguma maneira na atividade exploratória.

O cenário começou a mudar completamente no Brasil com o advento da segunda guerra mundial. Iniciaram-se severas medidas de racionamento, passando a haver uma efetiva intervenção do Estado no setor do petróleo. Em 1938, antes mesmo da eclosão da guerra, foi

¹¹ Art. 72, parágrafo 17, da Constituição de 1891.

¹² COSTA, Maria D'Assunção. Comentários à Lei do Petróleo. São Paulo. ed. Atlas, 2009. p. 28.

¹³ Art. 118 e 119 da Constituição de 1934.

quando houve o primeiro alerta do governo sobre os riscos do desabastecimento, situação que ocasionou na criação do Conselho Nacional do Petróleo - CNP¹⁴.

A redação do Decreto-Lei nº 395 e a composição do CNP trouxeram a primeira legislação da INP ao ordenamento jurídico brasileiro. Essa nova legislação deixa claro o caráter estratégico de nacionalização do setor, que, inclusive, dispunha que o setor do petróleo só poderia operado por empresas de capital constituído por brasileiros natos que também deveriam exercer a direção e gerência.

O referido decreto foi regulamentado pelo Decreto-Lei nº 538¹⁵, que instituiu a organização e a competência do CNP em opinar sobre a conveniência da outorga para pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás. Na prática, o CNP passou a deter a exploração do petróleo no país.

Na década de 50 do século passado, o país viveu momentos de grande relevância política, econômica e social, com movimentos marcantes como a campanha do “Petróleo é Nosso”, desenvolvida pelo General Horta Barbosa – grande defensor do monopólio integral do Estado. A campanha foi bem sucedida, ocorrendo a decretação do Monopólio Estatal do Petróleo em 1953, inclusive desencadeando na constituição da Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima – Petrobras¹⁶, com o advento da Lei nº 2004 de 03 de Outubro de 1953, constituindo, a partir de então, um forte sentimento nacionalista.

Posteriormente, foram implementadas, por meio do Decreto Federal nº 40.845, as competências da Petrobras e do CNP, sendo a primeira intitulada como a executora do monopólio federal, e o segundo considerado como órgão de orientação e fiscalização do Governo Federal.

A Petrobras atuou monopolisticamente até a entrada em vigor da Lei nº 9478 de 1997 (“Lei do Petróleo”). Essa década de 90 foi quando o Brasil começou a ter duras críticas ao seu modelo regulatório, até então adotado, quando começou a sofrer pressões às tendências mundiais liberalizantes e de abertura dos mercados. As correntes contrárias ao monopólio julgavam ser necessário o rompimento com o mesmo.

¹⁴ Art. 4º do Decreto-Lei nº 538.

¹⁵ A redação dada ao art. 13 do Decreto-Lei nº 538 designou a atribuição ao CNP de realizar, por intermédio de órgão técnico a ser criado, “os trabalhos oficiais de pesquisas de jazidas de petróleo bem como, quando julgar conveniente, proceder a lavra e industrialização dos referidos produtos”.

¹⁶ A Lei nº 2004/53 determinou que fosse constituída uma sociedade por ações *que assegurasse à União pelo menos 51% (cinquenta e um) do capital votante*.

Não obstante, com a regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 de 1995 (EC nº 9/95), o monopólio da Petrobras foi “flexibilizado”. O Brasil ganhou, assim, outra dimensão no mercado internacional.

1.2.2 PÓS FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO

Antes de expor as alterações trazidas com a EC nº 9/95 é preciso deixar claro certas disposições normativas impostas pela Constituição Federal de 1988 que estão diretamente ligadas ao contexto.

A nossa atual Carta Magna trouxe em seu conteúdo alterações substanciais quanto a regulação do Petróleo, visto que traçou nova visão política, econômica e social sobre o tema, limitando o papel estatal no domínio econômico. Sobre essa questão, Sylvio Frota assevera que:

“As Emendas Constitucionais de n.ºs 6 a 9\1995 tiveram como escopo adequar a ordem econômica mundial. Em linhas gerais, reduziram a atuação do Estado em setores considerados estratégicos, como as telecomunicações e o petróleo; facilitaram os investimentos estrangeiros no país revogando o art. 171; e deram um novo tratamento às privatizações.”¹⁷

Vale a ressalva de que a Carta Magna, em seu art. 20, IX¹⁸, abrange à dominialidade da União aos “recursos minerais, inclusive os do subsolo”, incluindo, de tal modo, as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em seu domínio patrimonial.

Nesse sentido, importa salientar que, embora haja controvérsia na doutrina especializada, para Marcos Juruena Villela¹⁹ e Hely Lopes Meirelles²⁰ não são estes bens públicos, afetados ao uso comum, nem considerados como bens de uso especial, afetados a determinada finalidade pública. Para os doutrinadores, trata-se dos chamados bens dominiais ou dominicais da União²¹,

¹⁷ MOTTA FILHO, Sylvio Clemente da. *Direito Constitucional: teoria, jurisprudência e 1000 questões*. Rio de Janeiro: Impetus, 2002, p.737.

¹⁸ CF Art. 20. “São bens da União: [...] IX – os recursos minerais, inclusive os do subsolo”.

¹⁹ SOUTO, Marcos Juruena Villela. *Direito Administrativo das Concessões*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2008, p.93.

²⁰ MEIRELES, Hely Lopes. *apud* RIBIERO, Elaine. *Ob. cit.*, p. 35.

²¹ Há quem distinga as expressões “dominiais” e “dominicais”: “[...] Apesar da imprecisão do termo, pode considerar-se que a noção de **bens dominicais** implica caráter residual, isto é, são todos os que não estejam incluídos nas demais categorias de bens públicos [...] Já a expressão “**bens dominiais**”, como distingue CRETELLA JUNIOR, deve indicar, de forma genérica, os bens que formam o domínio público em sentido amplo, sem levar em conta sua categoria, natureza ou destinação.” (CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro. ed. Lumen Juris, 2010. p. 1246)

os quais integram o patrimônio da União, como objeto de direito pessoal ou real de cada uma dessas entidades enquadrando-se no conceito de patrimônio disponível.

O autor Hely Lopes Meireles define como sendo os bens dominiais:

*“Bens dominiais ou do patrimônio disponível, são aqueles que, embora integrando o domínio público como os demais, deles diferem pela possibilidade sempre presente de serem utilizados em qualquer fim, ou mesmo alienados pela Administração se assim o desejar. Daí porque recebem também a denominação de bens patrimoniais disponíveis, ou de bens do patrimônio fiscal. Tais bens integram o patrimônio do Estado como objeto de direito pessoal ou real, isto é sobre eles a Administração exerce poderes de proprietário, segundo os preceitos de direito constitucional e administrativo, na autorizada expressão de Clovis Beviláqua.”*²²

Como disposto no Código Civil Brasileiro de 2002²³, os direitos de proprietário abrange o uso, o gozo e a disposição do bem. No entanto, ao se tratar das jazidas de petróleo, a União não pode exercer este último direito de dispor do bem. Resta a ela, portanto, exercer os outros dois direitos de usar e gozar das jazidas. Por meio da concessão, as companhias petrolíferas podem exercer a exploração das áreas concedidas pelo Estado para obterem proveito econômico de tal atividade, ficando apenas no plano teórico o direito da União de dispor das mesmas.

Isso porque, de acordo com o atual regime de concessão, após a extração dos recursos existentes no subsolo, a propriedade destes será da empresa exploradora, a qual realizará a sua destinação econômica através da comercialização dos derivados dos hidrocarbonetos. Isto resulta do fato da exploração das jazidas serem objeto do monopólio estatal previsto no art. 177, I²⁴ da CF.

Conforme o exposto, a Constituição Federal de 1988 estabeleceu normas rígidas para as atividades relacionadas à INP. A matéria foi elevada à categoria de norma constitucional, proibindo, taxativamente, qualquer contratação das atividades com participação nos seus resultados, como previsto na redação do dispositivo constitucional, que fora posteriormente alterado, §1º do art. 177 da CF/88²⁵.

²² MEIRELES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. 18ª Ed, São Paulo: Malheiros, 1993, p. 433.

²³ Art. 1228 do Código Civil Brasileiro de 2002.

²⁴ CF Art. 177, I: “Constituem monopólio da União: I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;”

²⁵ CF Art. 177, § 1º (redação original, antes da alteração): “O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no Art. 20, § 1.º.”

Contudo, em 1995, com o intuito de alcançar o crescimento das atividades petrolíferas e atingir objetivos econômicos, através da obtenção de capitais privados, nacionais e internacionais, as Mesas da Câmara dos Deputados e do Senado Federal²⁶ instituíram a EC nº 9/95, dando nova redação ao §1º do art.177 da CF/88: *“A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei”*.

Depreende-se da mencionada redação, portanto, que a intenção do legislador com a regulamentação da EC nº 9/95 foi a de alcançar a essência econômica, abrindo as portas do mercado nacional para as empresas privadas, que anteriormente eram de monopólio da União. Com essa flexibilização do monopólio no setor petrolífero brasileiro (“Flexibilização”), a União passa a ter o direito de contratar empresas públicas ou privadas para a execução das atividades sujeitas ao monopólio.

Entretanto, a eficácia de tal contratação dependeria de legislação ordinária regulamentadora, condição que veio a ser atendida através da promulgação da Lei nº. 9.478/97, a qual revogou a Lei nº 2.004/53 e formulou, assim, toda uma estrutura legal para permitir a participação da iniciativa privada na IPN.

Consequentemente, a Flexibilização possibilitou que a União pudesse dispor das atividades de exploração das suas jazidas de hidrocarbonetos, diferentemente do que ocorria com o monopólio por parte da Petrobras previsto na Lei nº 2.004/53.

Tal Flexibilização reflete, assim, na utilização de um sistema regulatório que viabiliza a concorrência nesse campo de atuação de exploração de petróleo e/ou gás natural. Através do regime de concessão, a União concede uma licença por meio do contrato de concessão (regulamentado pela Lei do Petróleo) para que agentes privados (concessionários) possam exercer a atividade de E&P.

De tal sorte é iniciado o regime da concessão, passando as atividades a serem exploradas, não mais, exclusivamente, pelo Estado, conforme demonstra o art. 36²⁷ da Lei do Petróleo, e sim, por empresas estatais e privadas. Desta forma, abre-se a possibilidade de contratar tais atividades com terceiros, sob as formas que viessem a ser definidas em lei ordinária.

²⁶ CF art. 60, § 3º.

²⁷ Art. 36. “A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.”

Assim entende Alexandre de Moraes, e vai mais além ao se referir ao monopólio de escolha do Poder Público:

*“Trata-se, pois, de uma nova concepção de monopólio, não mais relacionado à intervenção estatal no domínio econômico com exclusividade no controle dos meios de produção (intervenção por absorção), mas sim relacionado ao monopólio de escolha do Poder Público, que poderá, conforme as normas constitucionais, optar entre a manutenção da pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos por uma só empresa, ou ainda, pela contratação com empresas estatais ou privadas. A EC nº 9/95 encerrou o monopólio estatal no exercício da atividade econômica relacionada a petróleo e gás natural, mantendo, porém, o monopólio da própria atividade, ou seja, a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos continuam constituindo monopólio da União, no sentido de que somente o Poder Público é que poderá decidir, com exclusividade, quem poderá exercer essa atividade econômica. É o que nos referimos como monopólio de escolha do Poder Público.”*²⁸

É possível afirmar, portanto, que a EC nº 9/95 garantiu no Estado brasileiro um novo princípio constitucional – da livre concorrência. Cabendo, a partir de então, à União a faculdade de contratar com empresas públicas ou privadas as atividades, que antes eram monopolizadas pelo Estado, na antiga redação dos incisos I ao IV do artigo 177, parágrafo 1º, da Constituição²⁹.

Assim sendo, conclui-se que há duas modalidades de constituintes. Sendo o primeiro deles o originário, o qual em 1988 fixou o princípio do monopólio da atividade do petróleo. Enquanto o segundo, o denominado constituinte derivado, que em 1995 modificou o referido princípio, para uma forma mais flexível, possibilitando à União a contratação, das atividades monopolizadas por terceiros, na forma que estivesse disposta em lei.

Apesar da atual forma de contratação do Estado para as atividades de óleo e gás ser a de concessão, não estão descartadas outras possibilidades de autorizações legais. Inclusive, a partir

²⁸MORAES, Alexandre de. *Constituição do Brasil Interpretada e Legislação Constitucional*, 7ª Ed., São Paulo, Atlas, 2007, p. 2021.

²⁹Art. 177. “Constituem monopólio da União: I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 desta Constituição Federal.”

desta assertiva que está sendo construído o novo regime regulatório para o pré-sal – sob o regime de partilha de produção do petróleo e gás natural – como se verá adiante.

Pelo exposto, podemos depreender que as políticas econômicas elaboradas e implementadas pelo Estado devem sempre ter como escopo o atendimento à finalidade pública e ao bem comum da sociedade como um todo. Garantindo, assim, a conquista do desenvolvimento nacional, através de uma justa distribuição de renda, do beneficiamento dos cofres públicos, da sustentabilidade ambiental e da racionalidade política. Adaptando-se, conforme a evolução histórica do país, a cada momento político, econômico e social vivenciado.

1.2.3 A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL

Passados quase 60 anos da produção do primeiro barril de petróleo no país, a indústria mundial de hidrocarbonetos e, mais especificamente, a brasileira vivem um momento único, marcado pela impressionante escalada do preço do barril de petróleo e pela descoberta de gigantescos campos petrolíferos no litoral brasileiro, que vão do estado do Espírito Santo ao estado de Santa Catarina, na região denominada pré-sal (“Pré-sal”).³⁰

O Pré-sal constitui um reservatório de óleo leve e de melhor qualidade formado há, aproximadamente, 150 milhões de anos, quando houve a separação do antigo continente que interligava as Américas e o continente africano, denominado Pangeia. Esta camada de óleo pode situar-se até 7.000 metros de profundidade abaixo do nível do mar – lâmina d’água com mais de 2.000 metros e camada de sal em torno de até 3.000 metros de espessura (fig. 2).

³⁰ Lei nº 12.351 de 2010, art. 1º, inciso IV – “*área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;*”

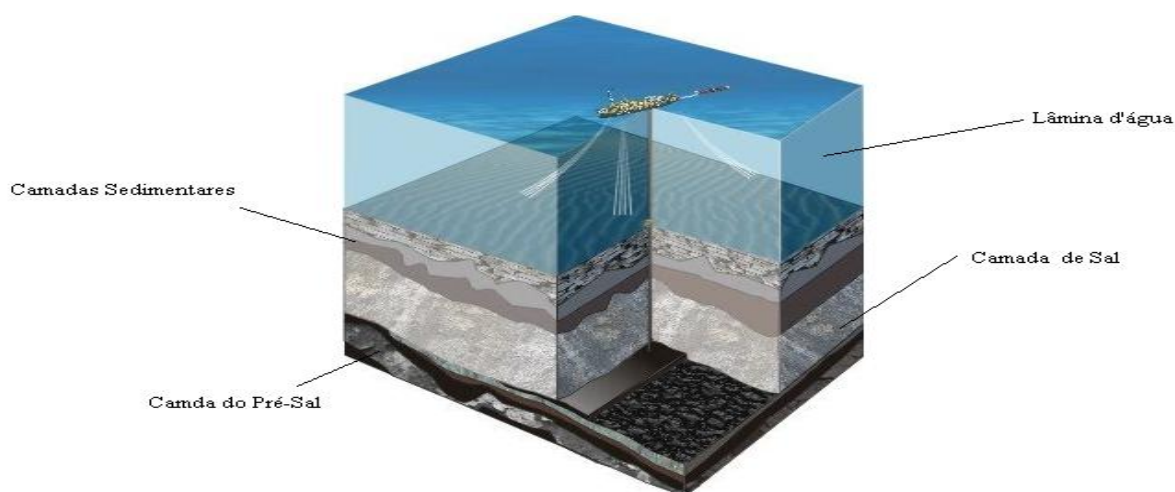


Fig. 2 – Perfil geológico esquemático da província do Pré-sal
Fonte: Petrobrás, 2008

Dessa forma, não é privilégio único do Brasil a origem desses sedimentos marítimos, o Pré-sal existe também nas costas da Nigéria; da Angola; além das costas entre os Estados Unidos e o México; e nas costas da Noruega, ao leste da Dinamarca, ao oeste das ilhas Britânicas, nas costas da Alemanha, Países Baixos, Bélgica e ao sul da França - região conhecida como Mar do Norte³¹.

Atualmente no Brasil, as recentes descobertas demonstram existir uma extensa camada de Pré-sal nas Bacias de Santos e de Campos. A expectativa é de tornar o País, dentro de poucos anos, em um dos maiores produtores do mundo, ao lado dos *majors players* do mundo – Arábia Saudita, Rússia, Irã, entre outros.

O potencial de petróleo na região do Pré-sal levantado com as recentes pesquisas no país motivou um importante debate sobre o modelo de exploração dessas reservas e o destino a ser dado a esses recursos. A estimativa é que a região possua o equivalente a cerca de 1,6 trilhão de metros cúbicos de gás e óleo. Esse valor superaria em mais de 5 vezes as reservas atuais do Brasil. Por exemplo, somente no campo de Tupi, haveria em torno de 10 bilhões de barris de petróleo – supera em até 60% as reservas atuais de petróleo e gás da Petrobras³².

De tal forma, essa camada de Pré-sal foi o resultado de uma busca do Estado brasileiro por uma autossuficiência no Setor, garantido a partir das descobertas recentes em águas profundas e

³¹ RIBEIRO, Elaine. “Petróleo, Gás e Energia”. Rio de Janeiro. Elsevier, 2010. p. 296.

³² Revista Veja. Extraído do sítio <http://veja.abril.com.br/idade/exclusivo/perguntas_respostas/pre-sal/#2>. Acesso em 02.11.2011.

ultraprofundas de hidrocarbonetos pela Petrobras nos poços de Iara³³, Iracema³⁴, Tupi³⁵ e Parque das Baleias³⁶.

Com tal expectativa, tornou-se inevitável uma mudança radical no modelo regulatório brasileiro. O governo brasileiro precisou elaborar uma maneira de atuar na atividade de exploração e produção desses hidrocarbonetos sem comprometer a segurança nacional do País, ao mesmo tempo, evitando conflitos com os países estrangeiros.

Por isso, a necessidade de construir um regime regulatório que permita uma maior gerência e controle no Setor, garantindo o desenvolvimento progressivo e sustentável da exploração, preservando as descobertas para a geração atual e futura. De forma a garantir uma distribuição de renda justa, desenvolvendo o território brasileiro como um todo. Fortalecendo, assim, o papel do Brasil na economia nacional e mundial.³⁷

Em resumo, o debate sobre a mudança ou não do marco regulatório do setor de hidrocarbonetos no Brasil tem por trás de si a disputa sobre quem irá se apropriar dos recursos gerados por esta produção, se a população em geral ou apenas alguns grupos econômicos.

Com a novidade do Pré-sal e dos seus primeiros campos de óleo e de gás, mudam os parâmetros e os encaminhamentos possíveis para tão importante questão. Não se pode mais tratar do tema petróleo com a ótica de escassez e de luta, por vezes desesperada, para alcançar e manter a auto-suficiência, ou tratar com a ótica dos interesses externos.

Ademais, deve-se deixar de lado a tese do risco exploratório que justificava o regime regulatório das concessões para explorar óleo e gás. No caso do Pré-sal, há grandes chances de se haver, mesmo antes da exploração, muito mais certeza do que dúvida - risco desprezível.

De tal sorte, alguns fundamentos basilares da Lei do Petróleo necessitam ser revistos para que o novo modelo regulatório de exploração das áreas do Pré-sal possa vigorar no país. Para que seja possível a reflexão acerca dessas mudanças, será feito adiante uma análise do Direito Comparado da Noruega, um dos países mais modernos e bem sucedidos na atividade petrolífera.

³³ A estimativa da Petrobras é que o volume recuperável esteja entre 3 e 4 bilhões de barris de óleo equivalente.

³⁴ Depois da declaração de comercialidade, batizado como Campo de Cernambi.

³⁵ Depois da declaração de comercialidade, batizado como Campo de Lula.

³⁶ O Parque das Baleias é, atualmente, o maior reservatório do pré-sal da bacia de Campos, com estimativa de reservas de 3,5 bilhões de barris de petróleo equivalente após a abertura de seis poços, segundo a Petrobras.

³⁷ RIBEIRO, Elaine. *"Petróleo, Gás e Energia"*. Rio de Janeiro. Elsevier, 2010. p. 296.

CAPÍTULO 2 – O SISTEMA REGULATÓRIO NORUEGUÊS – UM PARADIGMA

2.1 ASPECTOS GERAIS

A Noruega é atualmente o país com o segundo maior PIB per capita global, sendo enquadrada entre os principais *players* na atividade de E&P em áreas offshore. Por isso, a importância de se entender o caminho percorrido na conquista da sua atual posição, principalmente porque grande parte desse sucesso é decorrente da atividade petrolífera, sendo a Noruega uma grande exportadora de hidrocarbonetos na esfera global.

A sua economia pode ser definida como de natureza mista, tendo em vista ser considerada de livre mercado³⁸, embora seja também limitada pela intervenção do Estado em alguns setores. A política econômica da Noruega foi projetada para estabilizar o desemprego e a inflação, além de contrariar o aumento dos mesmos, de modo a estimular o desenvolvimento e a repartição do rendimento da sua indústria.

Para tanto, foram criadas diretrizes governamentais que abriram caminho para que a economia se desenvolvesse, sem deixar de aproveitar a ajuda estatal. Como será observado a diante, foram instituídos órgãos e empresas governamentais caracterizados como verdadeiras válvulas propulsoras para o desenvolvimento econômico, político-social do país.

A primeira rodada de concessões na Noruega foi realizada em 1965 e o primeiro óleo foi extraído na primeira metade da década de 70. Atualmente, o modelo norueguês vem sendo citado como a principal fonte de inspiração para a formação do novo regime de outorga brasileiro, principalmente, no que tange a criação de uma nova empresa estatal, a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-sal Petróleo S.A. - PPSA, e de um fundo soberano, o Fundo Social ('FS')³⁹.

Com a evolução da atividade, surgiu a necessidade da criação, em 1972, de uma agência reguladora – *Norwegian Petroleum Directorate* - NPD – e de uma empresa estatal – StatoilHydro ASA ("StatoilHydro") – para atuarem no setor petrolífero.

³⁸ Bain & Company e TozziniFreire Advogados. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. Relatório Consolidado BNDES. São Paulo, 2009. p. 196.

³⁹ Para maiores detalhes, fazer remissão ao capítulo 3.

A Lei nº 72 promulgada em 1996 pelo Estado Norueguês (“Lei de Atividades Petrolíferas”) fixou o regime jurídico regulatório de concessão na Noruega (“*Norway License Regime*”). Através desse sistema, as *oil companies* (OCs), concessionárias das áreas licenciadas, adquirem uma licença de produção para explorar e produzir hidrocarbonetos por sua conta e risco em áreas pré-determinadas (Licença), garantindo a preservação do interesse nacional através de uma série de deveres, obrigações e responsabilidades, conforme estipulado nos contratos de concessão. É através dessa Licença que as OCs obtêm a propriedade do hidrocarboneto produzido sob a concessão.

A partir da leitura da Seção 3-3 da Lei de Atividades Petrolíferas, observa-se a definição desse regime de concessão, *in verbis*:

“A production licence entails an exclusive right to exploration, exploration drilling and production of petroleum deposits in areas covered by the licence. The licensee becomes the owner of the petroleum which is produced. The King may stipulate as a condition for granting a production licence that the licensees shall enter into agreements with specified contents with one another.”

Ademais, a Licença é um instrumento simplificado, se comparado ao Contrato de Concessão brasileiro, pois estabelece normativas básicas relativas ao setor, como nome, qualificação das licenciadas e suas respectivas participações, área outorgada, operador do bloco, e sua duração. Contudo, outras previsões específicas estão dispostas na Lei de Atividades Petrolíferas e em outros atos normativos que também regulam o setor, como Decretos Reais e diversos Regulamentos do NPD⁴⁰.

Nas primeiras licenças outorgadas pelo Estado norueguês, era requisito para a assinatura do contrato de concessão, a obrigatoriedade de associação com a empresa estatal - Participação em 50% na licença. Hoje em dia, a participação da empresa estatal fica a critério do Estado, estabelecido caso a caso, havendo a possibilidade de negociação do percentual na participação em cada contrato licitado individualmente.

Em 1985, o governo norueguês desmembrou a sua intervenção no mercado em duas vertentes: a primeira, direcionada às atividades operacionais de E&P desenvolvidas pela Statoil (âmbito interno e internacional); e a segunda, para o financiamento das atividades de E&P e

⁴⁰ Bain & Company e TozziniFreire Advogados. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. Relatório Consolidado BNDES. São Paulo, 2009. p. 203.

participação do mesmo como não operador nos projetos, através do State's Direct Financial Interest (SDFI), gerenciado pela empresa estatal Petoro AS ("Petoro").

Com relação ao domínio dos recursos minerais do subsolo, assim como no Brasil, esses são de propriedade do Estado norueguês, como mencionado anteriormente, uma vez licenciados passam a ser de propriedade das empresas contratadas, na proporção de sua respectiva Licença de Produção.

É notável, portanto, a presença do Estado norueguês nas atividades do setor petrolífero, usando como instrumento, principalmente, os seguintes agentes: StatoilHydro, Petoro, e Gassco AS ("Gassco"). As duas últimas são empresas 100% estatais, sendo a Gassco responsável por administrar as atividades ligadas ao gás natural, e a Petoro responsável por gerenciar a participação detida pela SDFI. Com relação à StatoilHydro, esta pode ser equiparada à Petrobras, sendo a National Oil Company (NOC) Norueguesa, uma empresa de capital misto, principal operadora da Noruega, na qual o governo norueguês mantém uma participação em torno de 67%⁴¹, sendo o restante detido por investidores.

Com o supramencionado, fica claro que a participação do Estado ocorre de duas maneiras no empreendimento - direta e indiretamente. A atuação governamental indireta é através da participação societária na companhia StatoilHydro. Por outro lado, a forma direta do Estado se demonstrar presente nas atividades do setor é a partir da Petoro, funcionando na prática como um gerente das licenças concedidas através das concessões. Isso porque, como dito anteriormente, administra o State Direct Financial Interest (SDFI), não sendo este um imposto, como muitos orientam, mas sim um fundo soberano⁴². Todo o recebível da Petoro é canalizado integralmente a esse fundo, por isso, a empresa é isenta no pagamento de impostos.

Quando criado, o SDFI era gerenciado pela estatal Statoil, posteriormente, todas as suas ações foram transferidas para a Petoro, criada em 2001 pelo Parlamento Norueguês. Desde então, essas duas empresas são consideradas uma só⁴³. A receita desse fundo de pensão é reunida a

⁴¹ Extraído do sítio <<http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Share/Shareholders/Pages/default.aspx>>

⁴² Como exposto em capítulo posterior, o governo brasileiro pretende espelhar essa forma de investimento e gestão através de um fundo soberano no modelo regulatório brasileiro.

⁴³ Esse contexto é alvo de estudo do governo brasileiro, que acaba de criar a PPSA e FS com o intuito de seguir os passos noruegueses, como será estudado adiante.

partir de dividendos da estatal StatoilHydro combinado com os impostos pagos pelas empresas privadas, além da reunião de toda a receita da Petoro⁴⁴.

Vale salientar que o SDFI é uma importante fonte de recursos pro Estado, complementando os recursos advindos dos tributos, taxas e dividendos gerados na participação da StatoilHydro.

O governo da Noruega criou na década de 1990 o Fundo do Petróleo (*Petroleum Fund*), posteriormente renomeado para Fundo de Pensão do Governo (*Government Pension Fund*). Com isso, parte das receitas anuais das atividades do setor é revertida para esse fundo, que tem a dupla finalidade de amenizar os efeitos das variações de curto prazo das receitas estatais do setor e prover um mecanismo de popança de recursos oriundos do setor E&P para as gerações futuras⁴⁵.

Cabe notar a obrigatoriedade da participação da Petoro e da StatoilHydro nos contratos de concessão realizado com as companhias vencedoras da licitação. Assim como no Brasil, as companhias interessadas em participar das atividades no setor devem passar por um procedimento licitatório. Contudo, esse regime de outorga na Noruega é caracterizado como discricionário, diferentemente da licitação brasileira, que é realizada na modalidade leilão.

Nesse sistema discricionário, os critérios relevantes para a contratação são aqueles de ordem técnica - expertise em operações semelhantes aos blocos que estão sendo ofertados. Outro fator que demonstra essa discricionariedade do governo é a sua faculdade de compor os grupos de licenciadas, ou até de realizar alterações nas composições dos grupos das companhias que apresentaram proposta em conjunto. Além desses, outro fator de discricionariedade é a decisão sobre a participação estatal, representada pela Petoro no contrato de concessão, que é realizada pelo Rei norueguês no momento da outorga da licença.

Assim, a Petoro tem como principais atribuições (i) monitorar o gerenciamento e contabilidade do SDFI, (ii) fiscalizar a venda, pela Statoil, do petróleo produzido referente à parcela da SDFI, e (iii) gerenciar o SDFI nas parcerias⁴⁶.

⁴⁴ “Nos últimos 40 anos, a arrecadação do setor foi de US\$ 600 bilhões. Dos US\$ 420 bilhões que o fundo tem em caixa, apenas 4% podem ser investidos na economia norueguesa a cada ano. O restante tem que sair do país. Não se usa o capital do fundo, só os dividendos. O dinheiro será usado no futuro para pagar as aposentadorias quando a população ativa não conseguir sustentar com seus impostos a renda de toda a população de aposentados.” (SCHUFFNER, Cláudia. “Olhada como modelo, Petoro tem apenas 60 funcionários”. *Jornal Valor Econômico*. 01 de julho de 2008.)

⁴⁵ Atualmente o fundo conta com mais de US\$ 360 bilhões, administrados pelo Norges Bank, que são investidos em títulos e ativos no mercado financeiro internacional.

⁴⁶ Bain & Company e TozziniFreire Advogados. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e*

Outros agentes governamentais relevantes para a composição governamental da Noruega no setor são: o Rei da Noruega, o Ministério do Petróleo e Energia - MPE, o NPD (citado anteriormente), e o Ministério das Finanças. Através desses institutos, o Estado exerce o papel de fiscalizar as operações e a produção das atividades.

O Rei da Noruega é uma figura que deve ser destacada, exercendo este a competência do Poder Executivo, inclusive, a indicação do Primeiro-Ministro da Noruega (submetida a aprovação superveniente do parlamento), através dos poderes reais que a Constituição norueguesa o atribui. Ademais, o Rei exerce funções como (i) estabelecimento das condições para outorga das licenças de exploração e produção, (ii) edição de regulamentações e condições das licenças, e (iii) gerenciamento dos recursos petrolíferos, atuando de acordo com a lei e com as decisões do Parlamento. Assim, o Rei através dos Decretos Reais pode regulamentar ou suplementar a lei⁴⁷.

O NPD é um órgão normativo autônomo, embora seja ligado diretamente ao MPE, atuando como um órgão de assessoramento a este Ministério, além de exercer controle financeiro, administrativo e ambiental (controlando a emissão de CO₂) da atividade petrolífera. Tanto o MPE quanto o NPD possuem a responsabilidade de regular e gerenciar os recursos petrolíferos, para que estas atividades sejam exercidas em consonância com as diretrizes do Parlamento e do Governo. O MPE possui a função substancial de fiscalizar as companhias públicas e de economia mista do setor, além de gerenciar as rodadas de licenciamento para outorga de licenças para o exercício da atividade de E&P.

Como estabelecido anteriormente, o regime de outorga da Noruega é diferenciado, em razão da sua discricionariedade. Ao contrario do Brasil que utiliza a modalidade leilão⁴⁸, em que o lance pelo bloco tem alta relevância na escolha do futuro concessionário, no sistema discricionário norueguês, os motivos relevantes para a contratação são os de ordem técnica. Deste modo, a partir da contratação as OCs são remuneradas através dos lucros obtidos com a comercialização dos hidrocarbonetos, uma vez deduzidos todos os tributos e impostos correspondentes⁴⁹.

gás natural no Brasil. Relatório Consolidado BNDES. São Paulo, 2009. p. 206.

⁴⁷ Bain & Company e TozziniFreire Advogados. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. Relatório Consolidado BNDES. São Paulo, 2009. p. 204.

⁴⁸ No Brasil o bônus de assinatura é fator relevante na oferta.

⁴⁹ Como será observado no capítulo seguinte, o sistema de remuneração norueguês é semelhante ao brasileiro. As concessionárias brasileiras, que participam do regime de concessão, são remuneradas através da própria produção, deduzidas as participações governamentais. Entretanto, o mesmo sistema não vigora no regime de partilha de produção, sendo a remuneração de acordo com o pagamento em “custo em óleo” e “excedente em óleo”, analisado

Outrossim, as OCs deverão suportar as oscilações no preço do petróleo do mercado, interferindo diretamente em suas remunerações.

Uma ressalva necessária é com relação ao sistema de royalties norueguês. Até 1972 o *royalty* foi aplicado à alíquota fixa de 10%, após esse período foi instaurado um sistema de aplicabilidade progressivo, na faixa de 8% a 16%, condicionado a produção da área concedida. Através de uma reforma tributária relacionada ao regime de concessão, o *royalty* foi abolido para todos os novos campos licitados e só é aplicável aos contratos aprovados antes de 1986⁵⁰.

A arrecadação do governo da Noruega com a atividade de E&P do petróleo é gerada a partir das seguintes fontes atualmente: tributação das atividades de petróleo, participação direta na produção nos campos da plataforma continental norueguesa, e dividendos pela participação societária na companhia StatoilHydro.

O regime fiscal norueguês, apesar de não ter nenhum pagamento de bônus, combina uma tributação especial sob a alíquota de 50% das receitas líquidas das atividades petrolíferas (Special Petroleum Tax - SPT) com a incidência de uma tributação ordinária, equiparado ao imposto de renda brasileiro, sob a alíquota de 28% sobre o lucro total das companhias petrolíferas. Combinando os dois impostos a alíquota efetiva é de um único imposto geral de 78%.

O sistema de *royalties* foi extinto na Noruega, principalmente pela criação do SDFI. A justificativa do governo foi o fato do Estado se reservar a uma participação direta nas licenças que confere, não havendo a necessidade dessa receita adicional dos *royalties*. Não obstante, o sistema de tributação da atividade petrolífera da Noruega ainda é a principal fonte dos recursos auferidos pelo Estado a partir do aproveitamento dos recursos naturais.

Vale a ressalva de que as empresas podem deduzir da base de cálculo desses tributos todos os dispêndios conexos à atividade de E&P, inclusive as de exploração, de pesquisa e desenvolvimento, de operação, além de outras deduções.

Há, ainda, outros tributos especiais como os “tributos reguladores”, criados com o escopo de promover a redução da emissão de gases poluentes, como o dióxido de carbono (*CO₂ Tax*) e os óxidos de nitrogênio (*NOX Tax*), garantindo, assim, a proteção do meio ambiente. Outra tributação

em profundidade no capítulo 3.

⁵⁰ BARBOSA, Decio H. “*Tributação do Petróleo no Brasil e em outras jurisdições*”. Rio de Janeiro, 2011. ed. Livre Expressão. IBP. p. 74.

peculiar é a do pagamento da *area fee*, cujo propósito é semelhante ao da taxa pela ocupação ou retenção de área do modelo brasileiro.

Ademais, o Estado norueguês, quando celebra um contrato de concessão de uma determinada área, avalia sua rentabilidade a fim de definir qual o percentual do projeto será detido pelo Estado através do SDFI. Consequentemente, em projetos muito lucrativos o governo impõe a participação do Estado como um sócio não operador, ou como um sócio investidor comum.

Nesse sentido, no caso de uma participação significativa do governo, o mesmo acaba por participa de todos os riscos do empreendimento, compartilhando os custos exploratórios, os investimentos e os custos operacionais dos contratos, recebendo em compensação o valor de acordo com a sua participação na receita dos campos em produção⁵¹.

Como exposto acima, a receita total auferida pela Noruega se compõe, adicionada, ainda, aos dividendos que lhe são pagos pela empresa estatal operacional StatoilHydro, os quais resultam, não apenas das atividades realizadas internamente, mas também das operações dessa empresa em outros países.

Conclui-se, portanto, que, diferentemente do Brasil, não há no regime de outorga da Noruega uma partilha de produção e nem cobrança de *royalty* sobre a produção. Na realidade, o regime é de concessão e os tributos incidentes são sobre a receita líquida das contratadas.

2.2 UMA ANÁLISE COMPARADA DE REGULAÇÃO

O Brasil terá que enfrentar alguns desafios ao estabelecer certas características do regime aqui equiparado. O primeiro grande obstáculo à adaptação desse modelo para o cenário brasileiro tem respaldo na forma da participação do Estado nos empreendimentos petrolíferos.

O que se extrai do modelo Norueguês é que, por meio da Petoro, o Estado participa como um sócio não operador comum, realizando aportes de capital e se sujeitando aos riscos da atividade. Em contrapartida, no caso do Brasil, a escassez de recursos para eventuais aportes dessa natureza poderiam criar um impasse na criação de uma entidade semelhante à Petoro.

De acordo com alguns doutrinadores, principalmente os seguidores da ANP, como Marilda Rosado, uma dificuldade que pode eventualmente surgir com a adaptação em referencia, e deve

⁵¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009. Pag. 201.

ser objeto de análise, é a provável sobreposição das funções dessa nova estatal com a ANP. Os autores que seguem essa posição de possível confronto com os interesses da ANP defendem que a PPSA tenderia a centralizar a administração dos ativos da área do Pré-sal. Ademais, há sólidos argumentos econômicos contra a intervenção estatal direta na economia. Contudo, a análise mais aprofundada desta nova empresa estatal será alvo de análise, posteriormente, no capítulo seguinte.

Assim entende Marilda Rosado sobre a criação desta nova empresa:

*“A criação de um novo ente estatal para a administração do Pré-sal foi inspirada no modelo norueguês do SDFI – State Direct Financial Interesse da companhia estatal Petoro, esta proposta mereceu algumas considerações críticas, pois (i) desconsidera as particularidades históricas de sua adoção na Noruega; (ii) incorre no risco de sobreposição de agentes estatais reguladores; e (iii) caso o novo ente seja uma empresa estatal parte de um modelo de partilha de produção (PSA), incorre no risco de interferência governamental contraproducente nos objetivos e investimentos ligados aos Pré-sal, dando margem a que uma resource curse ocorra no Brasil.”*⁵²

Para complementar o exposto, vale demonstrar a opinião do coordenador da área de Energia da ABDI, Jorge Boeira:

“Entre os principais destaques do modelo norueguês de exploração de petróleo estão o envolvimento do Parlamento na discussão sobre o desenvolvimento da indústria, a apropriação da renda do petróleo para a sociedade, a interação entre atores privados e públicos, o apoio estatal à pesquisa e desenvolvimento (por meio de financiamentos e incentivos fiscais) e a criação de um fundo soberano que hoje já registra mais de US\$ 600 bilhões”.

Assim sendo, entende-se que, apesar do sucesso verificado, o modelo norueguês é de difícil reprodução integral no Brasil. Nosso cenário é outro, possuímos um parque industrial mais complexo e diversificado, além de problemas políticos gravíssimos que dificultam, muitas vezes, a transparência nas operações. Contudo, a forte interatividade entre as instituições do setor é um aspecto fundamental para o desenvolvimento no Brasil.

Além disso, com estratégias societárias de capitalização, fusões, aquisições e identificação de nichos de mercado, várias empresas norueguesas se tornaram verdadeiros participantes do setor no Brasil.

A partir dessa breve análise do sistema regulatório norueguês - um dos modelos mais desenvolvido do mundo - foi possível identificar as seguintes características: sua modalidade de

⁵² RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009. p. 202.

licitação discricionária, as empresas e os órgãos governamentais essenciais para o controle do Estado e a não cobrança de royalties, as características da Licença fornecida pelo DNP para operar nos blocos ofertados, após a assinatura dos contratos de concessão pelas empresas vencedoras.

CAPÍTULO 3 – O SISTEMA REGULATÓRIO BRASILEIRO

3.1 TRADICIONAIS CONTRATOS DE PETRÓLEO

Como a Indústria do Petróleo passou por tamanha evolução nas últimas décadas, para melhor entendimento da situação contemporânea, deve ser feita uma breve análise dos instrumentos contratuais utilizados nesses últimos tempos.

De acordo com Alfredo Ruy Barbosa, há dois modelos básicos de contratos: os *tradicionais*, antigos contratos de concessão, e os *modernos*, que são diversas modalidades contratuais surgidas nas últimas décadas – dentre eles, o chamado, contrato de partilha de produção.

Os tradicionais contratos de concessão começaram a ser instituídos na primeira metade do século XIX em todos os países produtores de petróleo da época, como no Oriente Médio, África, Leste Europeu e América Latina. Nessa época, as atividades de exploração eram conduzidas, principalmente, por empresas americanas, inglesas e holandesas. Pode-se afirmar que, segundo estatísticas dos estudiosos, os contratos de concessão dominavam 122 países no cenário petrolífero⁵³.

Na primeira metade do século XIX, os contratos de concessão não eram detentores de uma forma padronizada, variavam de país para país. No entanto, na maioria destes contratos, podiam ser notadas condições semelhantes, como as elencadas abaixo de acordo com o autor Alfredo Ruy Barbosa:

- “a) amplas áreas de concessão, sem direito de desistência, de parte a parte;*
- b) longa duração do contrato, sem possibilidade de revisão;*
- c) direitos exclusivos sobre todas as operações referentes ao petróleo extraído na área concedida (alguns contratos previam, inclusive, direitos sobre as operações de downstream);*
- d) direito de propriedade sobre as reservas de petróleo em favor das companhias petrolíferas estrangeiras;*
- e) isenção de todos os impostos e taxas aduaneiras;*
- f) o pagamento de um reduzido valor de royalty sobre o volume total de petróleo produzido;*
- g) transferência para o governo local da área concedida e dos equipamentos remanescentes ao final da concessão; e*
- h) fixação arbitrária e unilateral do preço do petróleo extraído, sem qualquer participação do governo local.”*⁵⁴

⁵³ G. Barrows *apud* BARBOSA, Alfredo Ruy. *Ob. cit.*, p. 2.

⁵⁴ Zhiguo Gao, Professor do Centro Jurídico de Petróleo e Mineração, da Universidade de Dundee, Escócia, *apud* BARBOSA, Alfredo Ruy. *Ob. cit.*, p.4.

Diante das características apresentadas acima, pode-se notar que os contratos de concessão não eram benéficos para ambas as partes do contrato. Havia um desrespeito ao princípio do equilíbrio contratual entre as partes.

Estes contratos eram instituídos para dirimir as relações entre as companhias de petróleo e os governos dos países detentores das jazidas de petróleo e gás natural. Entretanto, os governos dos países hospedeiros passaram a demonstrar insatisfação com o referido cenário, o que provocou uma mudança nos tradicionais modelos contratuais de concessão.

Deste modo, durante a segunda metade do século XX ocorreram adaptações nos modelos contratuais do setor petrolífero, sendo destituídos os tradicionais contratos de concessão para entrar em cena os contratos modernos de concessão.

Como referido acima, os modelos contratuais definidos como modernos trouxeram inúmeras possibilidades de se estabelecerem relações contratuais no setor petrolífero. Estes podem ser classificados em cinco tipos básicos nas palavras de Alfredo Ruy Barbosa:

*“(i) concessões modernas (risco integral do concessionário, que terá, todavia a propriedade do petróleo que extrair);
(ii) contratos de joint ventures (risco do concessionário, que possui o direito de dividir a gerência e os lucros do projeto);
(iii) os chamados PSC’s – production-sharing contract (risco integral dos concessionários, que tem o direito de dividir a produção do petróleo)⁵⁵;
(iv) os contratos de serviços ou risk-service agreements (com ou sem risco para o concessionário, que não terá qualquer título sobre o petróleo extraído); e
(v) os contratos híbridos ou compostos (combinações diversas das modalidades acima indicadas, ou seja, risco do concessionário com várias possibilidades de participação no gerenciamento do projeto e na divisão dos lucros).”⁵⁶*

Embora não caiba uma demonstração exaustiva dos contratos supra mencionados, é de suma importância saber os contratos utilizados internacionalmente. Expõem-se, para isso, noções básicas dos principais instrumentos contratuais que regem a Indústria do Petróleo atualmente.

Os contratos de serviço, por exemplo, representam o máximo de controle, mas poucos países dispõem do capital necessário para contratar diretamente os serviços. A maioria se vale dos

⁵⁵ Também chamados como contrato de partilha de produção.

⁵⁶ Zhiguo Gao, Professor do Centro Jurídico de Petróleo e Mineração, da Universidade de Dundee, Escócia, *apud* BARBOSA, Alfredo Ruy. *Ob. cit.*, p.5.

regimes de concessão ou de partilha de produção (também chamado de *production-sharing agreement* - PSA).

De fato, as companhias de petróleo esperam que os governos dos países produtores visem refinar continuamente as cláusulas contratuais dessas relações, de forma a encontrar um suporte jurídico-político para o desenvolvimento de suas atividades de acordo com o determinado momento político-econômico que o país esteja enfrentando, a fim de que sejam efetivamente garantidos os legítimos interesses de ambas as partes envolvidas.

O Brasil está vivendo um momento em que possui um rol de características atrativas para investidores estrangeiros. A partir disso, deverá reformar seu sistema regulatório para atender a demanda de uma sociedade múltipla e globalizada, sem esquecer, ainda, dos diversos interesses que se conflitam.

Para que se compreenda essa transição, se faz necessário a exposição das características do regime regulatório vigente, como será feito no item 3.2, a seguir.

3.2 O CONTRATO DE CONCESSÃO

Antes de adentrarmos nos aspectos específicos dos contratos de concessão, vale a ressalva de alguns pontos previstos em nossa Carta Magna, já mencionados anteriormente, que são imprescindíveis para a compreensão deste item.

Como exposto anteriormente no item 1.2.2 do capítulo 1, a EC nº 9 deu nova redação aos artigos 176 e 177 da Constituição Federal de 1988. Atualmente, está estabelecido nos referidos dispositivos legais os princípios básicos na exploração dos recursos minerais em todo o território brasileiro.

Dentre esses princípios, está previsto no art. 176 o direito de propriedade da União das jazidas e demais recursos minerais do solo e subsolo, garantindo a transmissão desta propriedade aos concessionários após a produção da lavra. Contudo, essa concessão só poderá ser efetuada no interesse nacional por brasileiros ou empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no país.

Por sua vez, dispõe o art. 177 sobre o monopólio brasileiro com relação a certas atividades ligadas ao setor petrolífero. Por outro lado, está previsto, nesse mesmo artigo, o direito da União contratar empresas estatais ou privadas para exercer essas atividades. Devendo, assim, a União

fixar condições de contratação, além de estabelecer a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

A sujeição da utilização dos bens dominiais às regras específicas e ao consentimento estatal justifica a necessidade de um instrumento atributivo de direito pela União ao particular, que a Lei 9.478/97 elegeu como sendo a concessão, precedida do correspondente procedimento licitatório.

A lei do Petróleo contempla três formas de atuação na atividade de exploração e produção do petróleo: (i) a do próprio Estado, por intermédio da sua empresa controlada – Petrobras, (ii) a das empresas privadas, constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país – isoladamente ou através de consórcios, e (iii) a das chamadas ‘parcerias’ constituídas entre a Petrobras e as empresas privadas. Os contratos de concessão realizados por intermédio de consórcios de operação são denominados JOA – *Joint Operating Agreement*.

Quanto à natureza jurídica do contrato de concessão, há divergências a respeito, ora fundamentado com preponderância do Direito Público, ora do Direito Privado. Nesse sentido, sua natureza é entendida como híbrida, por prever tanto cláusulas típicas de Direito Administrativo quanto de Direito Civil.⁵⁷

Nos processos licitatórios, chamados de *rounds*, realizados pela ANP⁵⁸, a negociação entre as partes passou a ser quase nula, com exceção, das cláusulas referentes às condições dos programas exploratórios das jazidas e ao volume de recursos financeiros aplicáveis.

Todavia, como destacado anteriormente, esses modernos contratos de concessão têm suas cláusulas e condições revisadas e adequadas à situação em que se encontra o contexto econômico mundial à época, inclusive relevando a situação em que se encontra o setor do petróleo.

Desta forma, estes contratos são passíveis de alterações na interpretação de seu conteúdo, podendo as alterações ser incluídas no próprio edital. Tendo em vista, sempre, o princípio do tratamento isonômico dos licitantes⁵⁹, presente na Constituição Federal, em que os aditamentos não podem gerar qualquer dano ou prejuízo aos licitantes vencidos.

⁵⁷ COSTA, Maria D’Assunção. “Comentários à Lei do Petróleo – Lei Federal Nº 9.478, de 6-8-1997”. São Paulo. ed. Atlas, 2009. p. 212.

⁵⁸ Art. 8º, IV da Lei do Petróleo.

⁵⁹ CF – Art. 37: “A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência

Embora exista a possibilidade de se estabelecerem cláusulas no contrato de concessão que sejam passíveis de negociação com a ANP, durante a sua fase de execução, os princípios basilares estão fundamentados na Lei do Petróleo e nos princípios que regem a Administração Pública, não afetando, assim, a segurança jurídica quanto aos direitos dos contratantes.

Sintetizando, de acordo com o entendimento da doutrinadora Maria D'Assunção Costa:

“Direitos e obrigações das partes contratantes – Poder Concedente e concessionário – têm sua fonte nesta Lei do Petróleo, no Edital e na minuta do contrato que o integra o Edital exigindo um justo equilíbrio entre as partes, com o objetivo que esse contrato de concessão seja cumprido integralmente e, com isso, traga incontestáveis benefícios para o Poder Público, a sociedade e as empresas concessionárias.”⁶⁰

Portanto, que ao tratar do conteúdo básico dos contratos contemporâneos de concessão, tem-se como peculiaridade a estreita margem de negociações entre os detentores das jazidas e as empresas exploradoras de petróleo. Principalmente com relação às cláusulas essenciais⁶¹, aquelas imprescindíveis nos contratos, que outorgam prerrogativas especiais para a defesa do interesse público envolvido.

Admite-se, por outro lado, a possibilidade de negociação entre as partes no tocante às cláusulas contratuais não essenciais. Isso, de forma a aprimorar a atividade e atender às incertezas e variações da indústria do petróleo.

e, também, ao seguinte: [...] XXI -ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

⁶⁰ COSTA, Maria D'Assunção. *“Comentários à Lei do Petróleo – Lei Federal Nº 9.478, de 6-8-1997”*. São Paulo. ed. Atlas, 2009. p. 216

⁶¹ Art. 43 da Lei do Petróleo. “O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais: I - a definição do bloco objeto da concessão; II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto; IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI; V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas; IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29; X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; XI - os casos de rescisão e extinção do contrato; XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.”

Além das cláusulas essenciais, o concessionário deve cumprir uma série de obrigações elencadas no art. 44 da Lei do Petróleo, a seguir transcritas:

- I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;*
- II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;*
- III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;*
- IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;*
- V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;*
- VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas. ”*

Devido à obrigatoriedade de seguimento do supra mencionado, esses contratos de concessão são caracterizados como contratos de adesão. Há, portanto, características típicas e indispensáveis a esses contratos⁶², que devem ser respeitadas, quais sejam, uniformização⁶³, predeterminação⁶⁴ e rigidez⁶⁵.

Cabe ao Estado ou órgão competente o acompanhamento e a fiscalização das operações desenvolvidas pelas concessionárias. Além disso, é função do Estado a determinação dos níveis de incidência das participações governamentais⁶⁶ a serem pagos pelas concessionárias. São elas: o bônus de assinatura, a participação especial, o pagamento pela ocupação ou retenção de área e os royalties⁶⁷.

A definição técnica das participações governamentais está no inciso III do art. 3º do Decreto nº 2.705 de 1998⁶⁸, na seguinte redação: “pagamentos a serem realizados pelos

⁶² José Carlos Ribeiro Filho, Daniela Ribeiro Davila, Andréa Falcão Bittencourt e Carlos Maurício Ribeiro. *Arcabouço legal vigente das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – análise jurídica das alternativas de adequações e alterações estudadas pelo GT MME/EPE face às descobertas no pré-sal*. Nota técnica, 2008 in (memo). p. 25.

⁶³ Modelo uniforme para garantir a negociação em massa.

⁶⁴ É a disposição a priori das cláusulas contratuais, elaborada unilateralmente.

⁶⁵ Em regra, o conteúdo das cláusulas não é alterado.

⁶⁶ Art. 45 e seguintes da Lei do Petróleo.

⁶⁷ Art. 47, 48 e 49 da Lei do Petróleo.

⁶⁸ A Lei 9.478/97, através do § 2º do art. 47 e dos arts. 50 e 51, ensejou a edição do Decreto 2.705/98.

concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9478, de 1997, e deste Decreto”. Esse texto legal define, portanto, critérios para o cálculo e a cobrança das participações governamentais aplicáveis aos concessionários, parte dos contratos de concessão.

Como exposto, nos contratos de concessão, a autoridade competente - ANP - concede direitos exclusivos de exploração e produção de uma área contratada a uma companhia petrolífera (de capital nacional ou internacional). Essas concessionárias possuem a exclusividade no exercício das atividades, e serão as novas proprietárias dos produtos recuperados das jazidas, obrigando-se, contudo, por sua conta e risco, a realizarem todos os investimentos necessários, além de pagar participações governamentais para tal⁶⁹.

Contudo, a concessão para exploração somente será atribuída a empresas que atendam os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP. Podem, ainda, participar do processo de licitação empresas que não operam ainda no ramo, mas que cumpram os requisitos enunciados no edital de licitação, como disposto na própria Lei do Petróleo, art. 25.

3.3 O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Como vimos no item anterior deste mesmo capítulo, o atual modelo regulatório brasileiro do *upstream* está centrado na figura do contrato de concessão. Como mencionado, as concessionárias desenvolvem as atividades de exploração e produção por sua conta e risco, caso obtiverem sucesso na busca por hidrocarbonetos, têm a propriedade da produção, pagando, para isso, encargos financeiros sobre a mesma.

Como resultado das enormes descobertas do Pré-sal, finalmente, em 22 de dezembro de 2010, foi sancionada a Lei nº 12.351 (“Lei de Partilha de Produção”), alterando dispositivos da Lei do Petróleo para viabilizar a coexistência entre os regimes de concessão e de partilha de produção.

Com isso, foi inserido no nosso sistema legal um novo modelo regulatório, a partir da instituição do contrato de partilha de produção para exploração e produção de petróleo e gás natural em Áreas do Pré-sal e em Áreas Estratégicas. Instituiu, ainda, a nova Lei de Partilha de

⁶⁹ Art. 26 da Lei do Petróleo.

Produção, a criação de um fundo, para o qual serão direcionados os recursos advindos dessas atividades – intitulado Fundo Social (“FS”) ⁷⁰.

A partir da promulgação dessa nova Lei de Partilha de Produção é possível estabelecer as diretrizes para o novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro nas Áreas do Pré-sal e Estratégicas, embora mantido o marco anterior⁷¹ para as atividades das demais áreas.

Vale a ressalva de que foram vetados dispositivos, da referida lei, referentes à distribuição dos royalties e à aplicação dos recursos do FS para a área de educação, estabelecida na razão de 50%. Assim, deixando lacunas a serem preenchidas nessa nova Lei de Partilha de Produção.

A discussão em tela gira em torno da vinculação dessas receitas governamentais a finalidades específicas, como o estabelecimento da obrigatoriedade de investimento desses recursos em atividades ligadas à educação. De fato, a intenção se insere no contexto da legítima preocupação com o desenvolvimento sócio-econômico do Estado produtor, contudo, a dúvida surge com a necessidade da canalização desses impostos as outras áreas sociais que também necessitam de investimento.

Além disso, o advento desse novo marco proporcionará medidas políticas protecionistas ao Estado Brasileiro, entre elas (i) a propriedade da União do que for produzido a partir das atividades de exploração e produção nas Áreas do Pré-sal e Estratégicas; (ii) Petrobras como única operadora dessas áreas, atuando sozinha ou em consórcio com participação mínima de 30%, (iii) o ritmo da exploração, produção e desenvolvimento das atividades no Setor vai seguir de acordo com a capacidade da Indústria do Petróleo Nacional de atender à demanda, forçando um aprimoramento tecnológico nacional, por meio do crescimento do conteúdo local mínimo; (iv) desenvolvimento sócio-econômico do País, a partir da canalização para o FS dos recursos financeiros obtidos com as atividades no Setor.⁷²

Nos novos contratos de partilha da produção, o Estado permite que empresas nacionais ou internacionais executem a exploração e produção em uma específica ‘área de Contrato’ ou ‘bloco’, por um determinado período de tempo, sendo estas, detentoras dos riscos e investimentos necessários advindos dessa atividade. A expressão introduzida para tratar dessas empresas é

⁷⁰ NewsLetter do escritório de advocacia Vieira, Rezende, Barbosa, Guerreiro Advogados Associados. “Lei n.º 12.351 de 2010 – Lei de Partilha de Produção”. p.1.

⁷¹ Regime de outorga de concessão

⁷² NewsLetter do escritório de advocacia Vieira, Rezende, Barbosa, Guerreiro Advogados Associados. “Lei n.º 12.351 de 2010 – Lei de Partilha de Produção”. p. 1

“contratada”, de modo a deixar claro que as companhias exploratórias são simplesmente empreiteiras a serviço do governo. Da mesma forma que ocorre com os contratos de concessão, caso os esforços exploratórios da companhia não resulte em nenhuma descoberta comercial, não há qualquer reembolso por parte do governo.

O modelo de partilha da produção já vem sendo utilizado na Líbia, Angola e México. Com a utilização deste modelo de contrato, o Estado permanece como proprietário dos hidrocarbonetos explorados, permitindo que os contratados sejam detentores de uma espécie de participação.⁷³

Vale salientar um trecho extraído do livro *“Novos rumos do Direito do Petróleo”*, organizado por Marilda Rosado, em que os autores do artigo “Pré-sal: Desafios e uma Proposta de Regulação”, Rafael Baleroni e Jorge Antônio Pedroso Junior, diferenciam os contratos de risco dos contratos de partilha de produção ou PSA, sendo este o seguinte:

“No PSA, a “estatal do país hospedeiro tem participação na administração e a empresa aprovada, geralmente uma International Oil Company – IOC, assume o risco da parte técnica e financeira da operação em uma determinada área sob contrato; a produção pertence ao país hospedeiro; após recuperação dos custos, a produção é rateada entre a estatal e a IOC, de acordo com percentual predeterminado; a renda da IOC é sujeita a tributação; os equipamentos e instalações são propriedade do país hospedeiro” O contrato de serviço com cláusula de risco, ou simplesmente “Contrato de Risco” a produção pertence ao Estado, recebendo a companhia de petróleo apenas uma recompensa pelos seus serviços de exploração e produção. Esta recompensa pode ser em dinheiro ou em petróleo, sendo às vezes a ela conferido o direito de comprar a produção.”⁷⁴

A partir do supra mencionado, fica claro que o modelo de contrato de partilha de produção envolve uma série de benefícios para o Estado hospedeiro. Isso porque, diferentemente do contrato de concessão, a produção pertence ao Estado, que posteriormente pode remunerar a companhia contratada com parte da produção ou em dinheiro, dependendo do que for estabelecido no contrato.

Em regra, existem 3 formas de divisão da produção nos contratos de partilha de produção, em caso de descoberta comercial: (i) fixado previamente em lei, (ii) negociado caso a caso, ou (iii) objeto de licitação⁷⁵.

⁷³ RIBIERO, Elaine. *Direito do Petróleo, Gás e Energia*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010, p. 297.

⁷⁴ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009. p. 160.

⁷⁵ BARBOSA, Decio H. *“Tributação do Petróleo no Brasil e em outras jurisdições”*. Rio de Janeiro, 2011. ed. Livre Expressão. IBP. p. 96

O Brasil fixou previamente em lei a forma que deverá ser conduzida a remuneração das empresas, deixando os maiores detalhes da divisão da produção para serem definidos no próprio contrato de partilha de produção, caso a caso. Foram estabelecidas, no art. 2º da Lei 12.351/10, as seguintes definições:

“I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato;

II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

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

Assim sendo, a companhia contratada realizará a atividade por sua conta e risco, recebendo, em caso de descoberta comercial, uma remuneração que será dividida em duas maneiras. A primeira correspondente a uma parcela da produção referente aos custos e investimentos realizados para a execução da atividade (“Custo em Óleo”). A outra forma de remuneração refere-se ao recebimento de uma parcela da produção abatida do “Excedente em Óleo” – parcela da produção, subtraído o Custo em Óleo e as receitas governamentais, a ser repartida entre o contratado e a União. Dessa forma, fica a critério da União o estabelecimento da porcentagem de óleo que será estabelecido como remuneração da contratada, prevista no contrato de partilha de produção.

Os contratos de Partilha de Produção serão realizados diretamente pela União, representada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), atuando como contratante, e a Petrobras, como contratada. Esta situação dependerá de determinação do Presidente da República, conforme pode ser observado nos artigos 12 e 19 da Lei 12.351/10⁷⁶.

⁷⁶Art. 12 “O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.”

A contratação se dará através de processo licitatório, sempre na modalidade leilão, e a União, como mencionado acima, será representada pelo MME, como contratante. Assim, o licitante vencedor deverá constituir um consórcio com a Petrobrás e a PPSA, o qual se encontra disposto no parágrafo 1º do art. 8 da mesma lei⁷⁷, atuando como representante dos interesses da União.

A assinatura deste contrato será condicionada à comprovação do arquivamento do instrumento constitutivo do consórcio no Registro do Comércio do lugar de sua sede, conforme dispõe o art. 26⁷⁸ da Lei de Partilha de Produção.

Como pode ser observado na referida lei, em seu art. 27 e incisos, o contrato de partilha de produção será precedido de 2 (duas) fases. A primeira é a fase de exploração, caracterizada pelas atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo e gás natural. A outra é a fase de produção, que determina o início da comercialidade de produção, além das atividades de desenvolvimento⁷⁹. Estes contratos terão um prazo de vigência máximo de 35 anos.

As principais cláusulas dos novos contratos de partilha da produção estão enumeradas no artigo 29 da Lei de Partilha de Produção⁸⁰. Dentre estas cláusulas, as que se destacam são as

Art. 19 “A Petrobras, quando contratada diretamente ou no caso de ser vencedora isolada da licitação, deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1o do art. 8o desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976.”

⁷⁷Art. 8º “A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção: I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou II - mediante licitação na modalidade leilão.”

Art. 8º, § 1º “A gestão dos contratos previstos no caput caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.”

Art. 8º, § 2º “A empresa pública de que trata o § 1o deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.”

⁷⁸ Art. 26 “A assinatura do contrato de partilha de produção ficará condicionada à comprovação do arquivamento do instrumento constitutivo do consórcio no Registro do Comércio do lugar de sua sede.”

⁷⁹ RIBEIRO, Elaine. *Ob. cit.*, p.299.

⁸⁰ Art. 29. “São cláusulas essenciais do contrato de partilha de produção: I - a definição do bloco objeto do contrato; II - a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção; III - a indicação das garantias a serem prestadas pelo contratado; IV - o direito do contratado ao recebimento do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial; V - os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e o pagamento do custo em óleo; VI - os critérios para cálculo do valor do petróleo ou gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo; VII - as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido segundo o disposto no art.18; VIII - as atribuições, a composição, o funcionamento, a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional; IX - as regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção; X - as regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no valor do custo em óleo; XI - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; XII - o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão; XIII - os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como

referentes ao caso de descoberta comercial, o direito de o consórcio contratado receber o custo efetivamente despendido em óleo, bem assim como as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo.

Vale a ressalva sobre as possibilidades de extinção das espécies contratuais desse novo marco encontram-se dispostas no artigo 32 da Lei de Partilha de Produção⁸¹, sendo elas: (i) pelo decurso de prazo; (ii) pelo fato de não se ter descoberto hidrocarbonetos; (iii) por acordo realizado entre as partes; (iv) em razão da desistência da fase exploratória, ao menos que tenha sido realizado o Programa Exploratório Mínimo ou tenha sido realizado o pagamento ao valor correspondente à parcela não cumprida; ou, por fim, (iii) após decisão da ANP, haja a recusa de firmar o Acordo de Individualização de Produção.⁸²

É notável, de acordo com os artigos 29 e 30 da lei 12.351/2010⁸³, que muitas das obrigações presentes no consórcio dependerão do cuidado da Petrobras, no que diz respeito, por

respectivos planos de trabalhos, incluindo os pontos de medição e de partilha do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos; XIV - a obrigatoriedade de o contratado fornecer à ANP e à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º relatórios dados e informações relativos à execução do contrato; XV - os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; XVI - as penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais; XVII - os procedimentos relacionados à cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato, conforme o disposto no art. 31; XVIII - as regras sobre solução de controvérsias, podendo prever conciliação e arbitragem; XIX - o prazo de vigência do contrato, limitado a trinta e cinco anos, e as condições para a sua extinção; e XX - o valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura.”

⁸¹Art. 32. “O contrato de partilha de produção extinguir-se-á: I - pelo vencimento do seu prazo; II - por acordo entre as partes; III - pelos motivos de resolução nele previstos; IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato; V - pelo exercício do direito de desistência pelo contratado na fase de exploração, desde que cumprido o programa exploratório mínimo ou pago o valor correspondente à parcela não cumprida, conforme previsto no contrato; e VI - pela recusa em firmar o acordo de individualização da produção, após decisão da ANP.”

Art. 32. “§ 1º A devolução de áreas não implicará obrigação de qualquer natureza para a União, nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens.”

Art. 32. “§ 2º Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.”

⁸²RIBEIRO, Elaine. *Ob. cit.*, p.300.

⁸³Art. 30. “A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá: I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais; II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade; III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional; IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos; V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.”

exemplo, à obrigatoriedade do contrato de consórcio ser arquivado no Registro de Comércio do local de sua sede, conforme mencionado acima.

Isso porque, trata-se de documento que precede necessariamente a assinatura do Contrato de Partilha de Produção com a União, devendo respeitar, assim, o disposto no inciso IV do art. 279 da Lei de Sociedades Anônimas n.º 6404/76. Assumindo, a Petrobras, grande importância na “definição das obrigações e responsabilidades de cada sociedade consorciada e das prestações específicas”.

De forma a atender toda essa expectativa e viabilizar o financiamento de parte dos investimentos previstos pela Petrobras, a empresa foi capitalizada, na forma da Lei nº 12.276/2010 (“Lei da Capitalização”)⁸⁴.

Com isso, a União – que é dona das reservas e controladora da estatal – cedeu onerosamente à referida companhia cinco bilhões de barris de petróleo equivalentes, em áreas ainda não concedidas do Pré-sal, para as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. O pagamento pela Petrobras foi efetivado, prioritariamente, por títulos da dívida pública federal.⁸⁵

O processo de capitalização da Petrobras permitiu ao governo brasileiro ampliar sua participação na companhia de 40% para 48%. Assim, a União pretende cada vez ter mais controle sobre a Indústria Nacional do Petróleo. Pela mesma razão, foi criada a empresa, mencionada acima, PPSA.

Em relação à questão em tela, alega o governo que junto à criação desta nova empresa estatal e a Lei da Partilha de Produção, o petróleo voltará a ser nacional, trazendo, assim, além dos benefícios para economia brasileira, a questão do orgulho nacional, representado pelo lema dos anos 50: “O petróleo é nosso”.

A PPSA é uma empresa pública, constituída sob forma de sociedade anônima, vinculada ao MME, com prazo de duração indeterminado, cuja criação foi autorizada por lei. Embora seja

⁸⁴ Art. 1º “Fica a União autorizada a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o [inciso I do art. 177 da Constituição Federal](#), em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.”

§ 2º A cessão de que trata o caput deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo definido em respectivo contrato de cessão, não podendo tal número exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.

§ 3º O pagamento devido pela Petrobras pela cessão de que trata o caput deverá ser efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, ressalvada a parcela de que trata o § 4º.

⁸⁵ NewsLetter do escritório de advocacia Vieira, Rezende, Barbosa, Guerreiro Advogados Associados. “Lei n.º 12.351 de 2010 – Lei de Partilha de Produção”. p 4.

empresa pública, sujeitar-se-á ao regime jurídico próprio das empresas privadas e não será responsável pela execução direta ou indireta das atividades petrolíferas, mas, tão somente, terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção e dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União⁸⁶.

Isso, de forma a representar os interesses da União na fiscalização da parcela de produção a ser entregue ao consórcio contratante, como forma de remuneração pelos custos e investimentos realizados, em caso de descoberta comercial – ou custo em óleo.

A PPSA participará em todos os consórcios constituídos com base no art. 20 da Lei de Partilha de Produção como representante da União, mas não assumirá riscos e não responderá pelos custos e investimentos dos mesmos.

Nesse novo cenário, é de se refletir, portanto, sobre os reais interesses governamentais em relação à produção da atividade nas áreas do Pré-sal, se o objetivo é recolher mais receitas governamentais e tributos, ou se é deter a propriedade direta dos hidrocarbonetos existentes no subsolo brasileiro.⁸⁷

Se a opção do governo fosse a primeira, bastaria ampliar as receitas da Fazenda Federal por simples ato infralegal, conservando a estrutura contratual e licitatória atualmente vigente. Contudo, o governo optou pela segunda hipótese, necessitando criar uma nova empresa pública (PPSA), assim como a edição das novas leis para regular o setor⁸⁸.

O regime dos Contratos de Partilha de Produção, diferentemente do regime de concessão, terá as seguintes receitas governamentais: (i) Royalties – Compensação Financeira pela exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (art. 20, §1º da Constituição Federal), sendo vedada a sua inclusão no cálculo do Custo em Óleo; e (ii) Bônus de assinatura – valor fixo devido à União e a ser pago na assinatura de cada contrato de partilha. O valor será proposto pela ANP e aprovado pelo MME e pactuado no Contrato de Partilha de Produção⁸⁹.

⁸⁶ Lei nº 12.304/2010 (“Lei da PPSA”)

⁸⁷ COSTA, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. São Paulo. ed. Atlas, 2009. p. 84

⁸⁸ Lei 12.276/2010 (Lei da Capitalização), Lei 12.304/2010 (Lei da PPSA) e Lei 12.351/2010 (Lei de Partilha de Produção e que criou o FS).

⁸⁹ Art. 42 da Lei 12.351/2010.

Ressalvo que nos blocos localizados em terra, possíveis Áreas Estratégicas, ao proprietário será devida uma participação de 1 % da produção de óleo ou gás pago em moeda nacional, contendo cláusula com o disposto no próprio contrato de partilha de produção⁹⁰.

Outra distinção para os Contratos de Concessão é que nos Contratos de Partilha de Produção não serão devidas as participações especiais, disciplinadas no artigo 50 da Lei 9478/97⁹¹. Portanto, mesmo com a existência de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, não haverá o pagamento de uma participação especial pelos concessionários que fizerem parte dos Contratos de Partilha de Produção

Almeja, ainda, o governo a criação do fundo social - FS, para auxiliar o desenvolvimento da sociedade como um todo, transformando os ganhos com a exploração do petróleo em benefícios para a nação brasileira, para que, assim, com o fim destas atividades, a sociedade possa desenvolver-se por outros meios.

A receita advinda da comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e da comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional, será destinada ao Fundo Social.

Assim, o Fundo Social, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, tem por finalidade constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos, nas seguintes áreas: I) educação; ii) cultura; iii) esporte; iv) saúde pública; v) ciência e tecnologia; vi) meio ambiente; vii) mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Como forma de controle, esses programas e projetos, referidos acima, observarão o plano plurianual - PPA, a lei de diretrizes orçamentárias - LDO e as respectivas dotações consignadas na lei orçamentária anual - LOA.

O escopo do FS está definido no artigo 48 da Lei de Partilha de Produção, sendo o seguinte: constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União; oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, como mencionado anteriormente; e mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não

⁹⁰ Art. 43 da Lei 12.351/2010.

⁹¹ Art. 44 da Lei 12.351/2010.

renováveis. Ademais, não compete ao FS conceder garantias, mesmo que indiretamente, sendo tal possibilidade vedada por lei.

Além disso, cabe ressaltar que a aplicação dos recursos do FS nos programas e projetos, descritos acima, deverá ser feita, preferencialmente, em ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional. Trata-se da Política de Investimentos do Fundo Social, que tem por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira⁹².

Para cumprir com o determinado objetivo é criado 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 do FS.

Tal tese é corroborada com a autonomia do governo para implantar sua política energética, isto é, com um maior controle estatal na exploração do petróleo, pode o governo evitar a temida “exploração predatória” ou “doença holandesa”, como ocorreu em países como a Holanda, Indonésia, México, sendo que os dois primeiros passaram de exportadores para importadores de petróleo e o México viu suas reservas caírem de 48 bilhões para 12 bilhões.⁹³

Além disso, apesar das críticas em razão da menor influência da ANP sobre o setor do petróleo, a criação da PPSA e do FS, caso sejam utilizados da maneira pretendida, objetivando a eficiência e a transparência, podem sim proporcionar incalculáveis benefícios para a sociedade brasileira, que terá, junto ao Pré-sal não só a esperança de novos horizontes, mas a expectativa de se tornar uma sociedade mais justa e igualitária, oferecendo oportunidade a todos.

Uma consideração positiva é de que tal sistema garante ao governo receitas a partir do primeiro dia de produção (em lugar de esperar até que a companhia de petróleo atinja o estágio de pagar impostos) e que a progressividade inerente a tal regime assegura que as companhias de petróleo não capturarão uma parcela desproporcional da renda econômica em caso de altos preços do petróleo ou de descoberta de grandes reservatórios.

Como até o momento não foi divulgada a minuta deste contrato de partilha de produção, uma indagação recorrente é com relação à segurança jurídica desse novo marco regulatório. Isso porque, todos os agentes do mercado petrolífero têm reagido bem à aplicação do atual arcabouço jurídico vigente. Inclusive, o Poder Judiciário que manifestamente considerou a Lei do Petróleo nº

⁹² Art. 50 e seguintes da Lei de Partilha de Produção

⁹³ Artigo Pré-Sal: Estudo Regulatório e suas Perspectivas. Ob. Cit., p.11.

9478 como constitucional e deverá, nesse novo cenário, participar da mesma avaliação com o advento das novas disposições legais que estão surgindo no setor petrolífero.

A sociedade brasileira vai enfrentar, portanto, um grande desafio, principalmente, os juristas, considerados, nas palavras de Alfredo Ruy Barbosa, *verdadeiros representantes da soberania nacional no processo de formação do Direito*⁹⁴.

⁹⁴ VALOIS, Paulo. *“Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural”*. Rio de Janeiro. ed. Lumen. . 46

CONCLUSÃO

A Indústria do Petróleo tem natureza estratégica para o desenvolvimento do Brasil, principalmente no momento em que vive, após as descobertas de hidrocarbonetos na camada do Pré-sal. O potencial das reservas do pré-sal fez com que o país buscasse a adoção de um novo arcabouço jurídico a fim de fazer com que o aproveitamento das riquezas geradas pela exploração do petróleo traga benefício econômico e social para o país, sem deixar de conferir aos agentes econômicos a segurança necessária para a realização de seus investimentos.

Os prospectos situados abaixo da camada de sal apresentam um desafio tecnológico e, por serem localizados em águas ultra-profundas, requerem um altíssimo nível de investimento. Por outro lado, há a razoável certeza quanto ao potencial a ser encontrado nessas reservas situadas no Pré-Sal reduzindo, assim, o risco exploratório.

Mediante esse novo cenário, o Brasil busca no Direito Comparado outras formas de contratação de agentes privados para exploração e produção do petróleo, dentre eles estão o modelo híbrido de partilha de produção e o contemporâneo regime concessão. O país entende ser imprescindível a mudança do regime regulatório para a exploração dessas novas áreas do Pré-sal, mesmo com a satisfatória adaptabilidade do regime de concessão na economia brasileira.

Tendo em vista que a alteração no marco regulatório adotado pelo Brasil foi motivada pela redução do risco exploratório, não se pode perder de vista o interesse do país em atrair os investimentos privados nacionais e estrangeiros. É importante lembrar que, apesar da magnitude da Petrobras, seus recursos não são infinitos. Espera-se, portanto, que o novo marco regulatório traga o aporte de capital e tecnologia dos agentes privados necessários para o desenvolvimento da atividade petrolífera em águas ultraprofundas no Pré-sal.

A nova regulação foi inspirada em alguns aspectos do modelo regulatório norueguês. Com isso, criou-se a nova empresa estatal brasileira PPSA, além do Fundo Social que será composto das receitas advindas do Pré-sal, aumentando, assim, recursos para investimento nas principais prioridades da sociedade brasileira. Além disso, o objetivo governamental é tentar obter uma maior simplificação e *standardização* dos contratos privados e das rotinas administrativas a eles associadas.

Por outro lado, o nosso país não tem espaço institucional para adoção de um modelo discricionário como o da Noruega. Assim, de forma a garantir o sucesso esperado pela adoção

desse novo modelo, foram criadas diretrizes para que a receita do Estado tenha um crescimento considerável, proporcionando ao país os recursos necessários para o seu desenvolvimento sócio-econômico. Espera-se, portanto, que haja uma estreita fiscalização dos poderes executivo, legislativo e judiciário na utilização das receitas provenientes da atividade petrolífera.

Com o exposto, conclui-se que a grande mobilização nos próximos anos deverá ser transformar a atividade da exploração e produção do petróleo em vetores definitivos e seguros do desenvolvimento sustentado nacional. Para que esta meta seja cumprida como o esperado, o Brasil precisa consolidar os instrumentos legais existentes e os que estão por vir de forma correta, garantindo, assim, a devida exploração dessas reservas voltadas exclusivamente para os interesses nacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MEIRELES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. 18ª ed.. São Paulo: Malheiros, 1993.

MORAES, Alexandre de. *Constituição do Brasil Interpretada e Legislação Constitucional*. 7ª ed.. São Paulo: Atlas, 2007.

MOTTA FILHO, Sylvio Clemente da. *Direito Constitucional: teoria, jurisprudência e 1000 questões*. Rio de Janeiro: Impetus, 2002.

RIBEIRO, Elaine. *Petróleo, Gás e Energia*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009.

COSTA, Maria D'Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo – Lei Federal Nº 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2009.

YERGIN, Daniel. *O Petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro*. São Paulo: Paz e Terra, 1993.

ALMEIDA, Mariana Lessa R. de. *Lex petrolea: a lex mercatoria dos contratos internacionais da indústria do petróleo*. Monografia (graduação) – Faculdade de Direito, Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ, Rio de Janeiro, 2004.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2010.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviço Público*. São Paulo: Dialética, 2003.

BARBOSA, Decio H. *Tributação do Petróleo no Brasil e em outras jurisdições*. IBP. Rio de Janeiro: Livre Expressão, 2011.

VALOIS, Paulo. *Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

Dieese - Departamento Intersindical de estatísticas e estudos econômicos. *As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco da indústria do petróleo no Brasil*. Nota técnica. Número 71, Agosto, 2008 in (memo).

RIBEIRO FILHO, José Carlos Ribeiro; DAVILA, Daniela Ribeiro; BITTENCOURT, Andréa Falcão; e RIBEIRO, Carlos Maurício. *Arcabouço legal vigente das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – análise jurídica das alternativas de adequações e alterações estudadas pelo GT MME/EPE face às descobertas no pré-sal*. Nota técnica, 2008 in (memo).

ALVEAL, Carmen. *O Brasil e os novos rumos da indústria mundial de petróleo*. Revista Brasileira de Energia, Vol. 9 | No 1.

REFERÊNCIAS RETIRADAS DA INTERNET

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *O Contrato de Concessão de Exploração de Petróleo e Gás*. Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico, Número 5, fevereiro/março/abril de 2006, Salvador. Extraído do sítio <<http://www.teiajuridica.com/contpetroleo.pdf>>. Acesso em 10.08.2011.

BARBOSA, Alfredo Ruy. *Breve panorama dos contratos no setor de petróleo*. Revista Jus Navegandi. Extraído do sítio <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=2794>>. Acesso em 10.08.2011.

RIBEIRO FILHO, José Carlos Ribeiro, et al. *Lei n.º 12.351 de 2010 – Lei de Partilha de Produção*. Newsletter. Extraído do sítio <http://www.vrbg.com.br/site/15_newsletter.asp?pagelid=15>. Acesso em 15.08.2011.

SCHUFFNER, Cláudia. *Olhada como modelo, Petoro tem apenas 60 funcionários*. Jornal Valor Econômico. 01 de julho de 2008. Extraído do sítio <<http://www.allanpatrick.net/olhada-como-modelo-petoro-tem-apenas-60funcionarios>>. Acesso em 10.08.2011.

Bain & Company e TozziniFreire Advogados. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. Relatório Consolidado BNDES. São Paulo, 2009. Extraído do sítio <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I.pdf> Acesso em 29.09.2011.

Statoil. *Our Shareholders*. Extraído do sítio <<http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Share/Shareholders/Pages/default.aspx>>

TN Petróleo, *Missão brasileira visita setor de óleo e gás da Noruega*. Inc: TN Petróleo, agosto de 2011. Extraído do sítio <<http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/26042/Miss%C3%A3o+brasileira+visita+setor+de+%C3%B3leo+e+g%C3%A1s+da+Noruega>>. Acesso em 29.09.2011.