

Contrato de Partilha de Produção: Um novo marco regulatório no cenário petrolífero brasileiro

Heloisa Valença Cunha

Resumo

Este artigo se detém a analisar as transformações implementadas no setor petrolífero com a descoberta das reservas de pré-sal em território brasileiro pela Petrobras, em meados de 2007, bem como a instituição de um novo marco regulatório para gerir aquele insumo estratégico. Em linhas gerais, a principal mudança foi à substituição do modelo de contrato apto a regulamentar as relações travadas entre a União (art. 21, CF) e as empresas privadas, nacionais ou internacionais, (NOC's e IOC) a fim de devolver ao governo uma maior ingerência nos rumos da exploração e comercialização de petróleo encontrado nas zonas do pré-sal. Pois, antes disso, vigorava, apenas, a Lei do petróleo, n. 4.798/1997, que estabelecia o contrato de concessão para disciplinar as atividades de E&P de petróleo em âmbito nacional. Através dessa modalidade de contrato, a propriedade do óleo extraído passava ao domínio do contratante. Com a instituição do contrato de partilha de produção para regular os blocos de pré-sal, a propriedade do óleo remanesce com a União, sendo disponibilizado ao contratante, tão-somente, parte dos lucros auferidos com a exploração dos hidrocarbonetos. Assim, temos que, com a chegada do pré-sal, adotou-se um sistema contratual híbrido, sendo regulamentado, através da Lei n. 12.351/2010 (Lei do Pré-sal), que as áreas que a União entender por estratégicas e as que contiverem os blocos de pré-sal serão regidas pelo contrato de partilha de produção (PSA) e as demais, permanecem reguladas pelo contrato de concessão. Ademais, percebe-se que a escolha do contrato de partilha de produção visou garantir que a comercialização do óleo fosse levada a cabo não somente como uma commodity, mas também como uma reserva estratégica mundial e que possibilitasse ao Governo utilizá-la como política industrial. Com efeito, ao invés de manter a sua parte da receita energética através de tributos, o Estado assume para si a responsabilidade de comercializar petróleo pertencente à União nos mercados internacionais. Nesse sentido, o presente artigo tratou, na primeira parte de considerar o enquadramento constitucional do petróleo e a sua evolução e flexibilização, seguido de uma breve consideração sobre o contrato de concessão e a adoção posterior de um regramento misto. Para, finalmente, tratarmos do contrato de partilha de produção no mundo e no Brasil, especificamente, com suas nuances e alguns pontos que entendemos controvertidos na Lei n. 12.351/2010.

Palavras-chave: Contrato de Partilha de produção. Pré-sal. PPSA. Petrobras.

Abstract

This article has to analyze the changes implemented in the oil sector with the discovery of pre-salt reserves in Brazilian territory by Petrobras in mid-2007, as well as the establishment of a new regulatory framework for managing this strategic input. In general, the main change was the replacement of the contract model able to regulate the relationships established between the State (art. 21, CF) and private companies, nationals or internationals (NOC's and IOC), in the way to give to the government a greater interference in the course of the exploration and commercialization of oil found

in the pre-salt areas. Before that, only the Oil Law, n. 4.798/1997, which established the concession contract to discipline the activities of E&P oil nationwide. Through this kind of contract, the property of the extracted oil passed to the contractor control. With the establishment of the production sharing agreement for regular fields of pre-salt, the property remains with the State, becoming available to the contractor, as only part of the profits oil made from the exploitation of hydrocarbons. With the arrival of the pre-salt, we adopted a hybrid contractual system, and regulated by Law no. 12.351/2010 (Pre-salt Law), the areas that the State understand as strategic and which contain the pre-salt fields will be driven by production sharing agreement (PSA) and the others, remain regulated by concession contract. Moreover, we notice that the choice of the production sharing agreement aimed to ensure the commercialization of the oil was carried out not only as a commodity but as a global strategic reserve and that would allow the government to use it as industrial policy. Indeed, instead of keep its share of energy revenue through government takes, the state takes upon itself the responsibility to trade oil that belongs to the state in the international markets. In this sense, this article discussed in the first part to consider the constitutional framework of the oil and its evolution and flexibility, followed by a brief consideration of the concession agreement and the subsequent adoption of a mixed system. To finally treat the production sharing agreement in the world and in Brazil, specifically, with its nuances and some points that we understand controversial in the Law 12.351/2010.

Keywords: Production Sharing Agreement. Pre-salt. PPSA. Petrobras.

1 INTRODUÇÃO

Alexandre Aragão, ao citar Bernard Taverne, leciona que o petróleo nos mais diferentes sítios age como um pêndulo: da visão do óleo como uma commodity, capaz de gerar renda aos países produtores ou, enquanto instrumento estratégico de desenvolvimento interno e de afirmação nacional nas relações internacionais¹.

Com a mudança de paradigma no setor Brasileiro, imbuída da autossuficiência de petróleo, adquirida entre 2005 e 2006 e das descobertas nas camadas do Pré-sal no Brasil, em meados de 2007, vislumbrou-se a necessidade de alteração do marco regulatório existente até então, para regular esse novo insumo energético de interesse mundial, a fim de garantir uma maior participação nessas atividades².

O presente artigo debruçou-se sobre o novo esquema regulatório que se delineou no Brasil para tratar das descobertas de óleo na camada de Pré-sal e de outras áreas que o governo entender por estratégicas.

¹ TAVERNE, Bernard apud ARAGÃO, Alexandre dos Santos. Aspectos Constitucional do Projeto de Lei, In: BIZ, Benício; QUINTANS, Luiz Cezar P. (Coord.). *Contratos de petróleo: Concessão & partilha – Propostas e leis para o Pré-Sal*. IBP., 2011, p. 63.

² SILVA, Suzana Tavares. *Direito de Energia*. Coimbra: Coimbra, 2011, p. 56.

Para tanto, a pesquisa desenvolveu-se em torno de dois capítulos principais. Na primeira parte, analisamos o tratamento legal dispensado ao petróleo no contexto brasileiro, desde a época do império até a Constituição de 1988 e as transformações iniciadas com o processo de flexibilização do monopólio da União nos idos de 1995, via Emenda Constitucional n. 9, em que o legislador optou pela implantação do modelo de concessão para gerir as atividades de E&P³ dos hidrocarbonetos, editando a Lei de n. 4.798/97 e que, ainda permanece vigente, salvo para as áreas ainda não concedidas do Pré-sal.

Em seguida, dedicamo-nos precisamente à compreensão da necessidade de transição do marco regulatório, que aprovou a adoção do contrato de partilha de produção para regular as camadas do Pré-sal, tornando, assim, o regime jurídico misto na gestão do petróleo e seus derivados no contexto brasileiro.

Assim, na segunda parte do trabalho, procuramos enfrentar, pormenorizadamente as peculiaridades daquela espécie contratual, no modelo adotado pelo Brasil, com enfoque em alguns pontos que entendemos controvertidos.

2 EVOLUÇÃO CONSTITUCIONAL DOS REGIMES JURÍDICOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

2.1 ANTECEDENTES

Crê-se que o marco inicial de exploração do petróleo deu-se em média há quatro mil anos a.c, no Oriente Médio, através de exsudações, isto é, de erupções espontâneas de óleo. Contudo, apenas em 1859, com o manejo de uma técnica de perfuração de poços, criada por um americano conhecido por “Coronel Drake”, que a exploração do petróleo ganhou notoriedade e proporcionou o surgimento da indústria petrolífera.

No Brasil, mesmo de forma incipiente, a formação dessas atividades remonta a fase imperial em que o petróleo significava, legalmente, um recurso mineral qualquer, e, sua exploração era feita por particulares. Com a promulgação da Constituição de 1824,

³ Registre-se que por um limite de paginação e atento à relevância do tema e da amplitude de conteúdo que nele se insere, o presente trabalho se voltará à análise, tão-somente, da fase *upstream*, isto é exploração e produção de petróleo. Sem adentrar na fase *downstream* do setor de petróleo, tampouco nas questões pertinentes ao gás natural.

o sistema de exploração eleito foi o *regaliano*⁴, no qual o Estado teria a discricionariedade de explorar diretamente ou mediante terceiro, os recursos minerais do subsolo, através de uma indenização fixa ou variável⁵.

O sistema *regaliano* foi modificado pela Constituição de 1891 que optou pelo regime de *acessão*, no seu artigo 72, §17, que dispunha: “o direito de propriedade mantém-se em toda a sua plenitude [...]. As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração desse ramo da indústria”. Como se assevera do dispositivo transcrito, não há mais distinção na propriedade entre solo e subsolo, pertencendo ao proprietário do solo também a propriedade de seu subsolo. No entanto, atenuou-se a *acessão* ao passo que se admitiu a restrição da propriedade das minas, em caso de demonstração de interesse da indústria.

Ao optar pelo regime de *acessão*, a Constituição de 1891 (influenciada pelo projeto adotado nos EUA) ao ceder ao particular à livre iniciativa para exploração do petróleo, acabou por permitir que o Estado nulificasse uma política governamental promotora do desenvolvimento industrial do setor.⁶

Entrementes, após a Primeira Guerra Mundial, com o aumento da procura do óleo, por ser a principal fonte energética, motivou um papel mais atuante por parte do Estado, e, através da Constituição Brasileira de 1934 alterou o regime para o *dominial* da propriedade, disposto em seus artigos 118 e 119. Este regime permanece vigente até hoje e traduz-se no Estado como proprietário dos recursos hídricos e minerais, sendo *discricionário* a ele conceder autorização ou concessão para um terceiro exercer essas atividades. Salienta-se, ainda que o parágrafo primeiro do artigo 119 reservou-se a nacionais ou a empresas sediadas e de origem brasileira a exploração desses recursos na qualidade de terceiros. Essa ressalva foi mantida até os idos de 1997 com a entrada em vigor da Lei do Petróleo (Lei n.º. 9.478 de 1997), embora, tenha sido mitigada pela Constituição de 1946.

No período de promulgação da Constituição de 1934, também foi editado um Dec. n. 23.979, que instituiu o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM),

⁴ Art. 179, XXII – É garantido o Direito de Propriedade em toda a sua plenitude. Se o bem público legalmente verificado exigir o uso, e emprego da Propriedade do Cidadão, será ele préviamente indenizado do valor della. A Lei marcará os casos em que terá lugar está única excepção, e dará as regras para se determinar a indemnização.

⁵ PIRES, Paulo Valois, *A evolução do monopólio estatal do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000, p. 8.

⁶ PIRES, Paulo Valois, *A evolução do monopólio estatal do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000, p. 21.

com o escopo de gerir a exploração mineral no Brasil, inclusive das atividades petrolíferas que à época não tinham um departamento regulador específico. Já em 1938, incentivado pelas descobertas de óleo em poços de Lobato, no interior da Bahia, fora criado o Conselho Nacional de Petróleo, através do Dec-lei n.º. 395/1938, que veio a separar a regulação das atividades petrolíferas dos demais minerais.

Contudo, devido a divergências políticas, o CNP foi incapaz de surtir a atuação esperada no desenvolvimento da indústria. De acordo com os dados divulgados, no ano 1943, somente 1% consumo interno de óleo era fornecido pelos poços que se encontravam sob o comando do CNP⁷.

O descontentamento com a produção nacional de petróleo trouxe à baila inúmeras discussões, entre eles, de um lado, os considerados “entreguistas” que almejavam abrir, totalmente, a indústria ao capital estrangeiro; em posição diametralmente oposta, os que defendiam o monopólio estatal do petróleo, posição esta vencedora, que cunhada na expressão “o petróleo é nosso”, no governo de Getúlio Vargas, acabou por aprovar a Lei n.º. 2004 de 1953, que criou a empresa de Petróleo Brasileiro S.A, mais conhecida como Petrobras, uma sociedade por ações comandada pela União com restrições na própria lei à participação dos particulares. Além de instituir o monopólio estatal para o desenvolvimento de pesquisa e lavras em jazidas de petróleo, hidrocarbonetos fluidos e gases raros, refinação de óleo e transporte marítimo e por meio de conduto de petróleo bruto e seus derivados⁸.

Doutra banda, vale salientar que entre as décadas de 70 e 80, o Brasil adotou, também, a modalidade dos contratos de risco, imbuído pelas altas dos barris de petróleo e com o alastramento da crise do petróleo de 1973, percebeu-se a necessidade de fomentar a produção interna e fortalecer a busca por novas reservas, uma vez que o Brasil era um mero importador⁹.

Assim, foram entabulados contratos entre a Petrobras e algumas companhias estrangeiras, que conduziram as atividades sob a condição de prestadoras de serviços, visando trazer investimentos internacionais ao setor. Todavia com a promulgação da Constituição Federal de 1988 que constitucionalizou o monopólio em seu art. 177 e

⁷ PIRES, Paulo Valois, *A evolução do monopólio estatal do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000, p. 60.

⁸ Com efeito, o artigo 162 da CF de 1967, dispunha que “a pesquisa e lavra de jazidas de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei”. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constitui%C3%A7ao67.htm>. Acesso em: 9 set. 2012. Desta forma, as demais atividades ligadas à seara petrolífera continuaram elencadas apenas na legislação infraconstitucional.

⁹ Pires, Paulo Valois, *Ob. Cit.*, p. 94-95.

vedou os contratos de risco¹⁰ através do inciso I, do mesmo artigo, restabelecendo a atuação exclusiva da Petrobras até a edição da EC n. 09/95¹¹.

2.2 FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO ESTATAL

A onda neoliberal da década de 90 influenciou também o governo de Fernando Collor de Melo que criou o Programa Nacional de Desestatização, muito embora a temática do petróleo não tenha entrado no pacote do programa idealizado pelo governo, já há muito era discutido no Congresso Nacional¹², se caberia à privatização da Petrobras ou não e se a mesma deveria persistir no exercício do monopólio das atividades petrolíferas. E foi nesse cenário que no ano de 1995, sob o comando do governo de Fernando Henrique Cardoso, foi promulgada uma Emenda Constitucional de n. 09, que alterou o parágrafo primeiro do art. 177 da CF/88¹³, e simbolizou, em parte, uma abertura da economia brasileira ao mercado estrangeiro¹⁴, sendo a reforma na exploração do óleo, apenas uma delas.

Observe-se que, com a modificação do parágrafo primeiro do art. 177, CF, permaneceu o monopólio das atividades petrolíferas com a União, porém, abriu-se a possibilidade dela executá-la por si própria, através do exercício exclusivo da Petrobras, ou mesmo puder contratar com privados¹⁵.

¹⁰ Nos termos do parágrafo único do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, da Constituição Federal de 1988, excetuou-se da proibição dos contratos de risco, os que já estavam em vigor na data de promulgação da Constituição.

¹¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures na indústria do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003, p. 308.

¹² LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual*. Rio de Janeiro: Synergia, 2008, p. 66.

¹³ Art. 177. Constituem monopólio da União: I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; V – [...] §1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. §2º A lei a que se refere o §1º disporá sobre: I – a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; II – as condições de contratação; III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

¹⁴ GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na Constituição de 1988*. Malheiros. 1999, p. 219.

¹⁵ “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 da 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” MORAES, Alexandre, *Regimes jurídicos Públicos e concessões*, *Op. cit.*, p. 3.

Com a alteração proporcionada pela EC n. 09/95 possibilitou-se contratar com particulares as atividades de E&P de petróleo, até então executadas com exclusividade pela Petrobras no exercício do monopólio da União, desde 1953. Assim, a partir da “flexibilização desse monopólio” surgiu para o legislador infraconstitucional, mediante lei, a discricionariedade de instituir o regime jurídico apto a gerir essas atividades. E assim o fez, editando a Lei 9.478/1997, denominada lei do petróleo, que elegeu para as atividades de exploração e produção o sistema de concessão¹⁶ e para as demais funções monopolizadas atinentes aos hidrocarbonetos, à autorização.

De fato houve uma abertura do setor com a “flexibilização do monopólio”, porém, é bom que se diga que a Petrobras continuou a atuar, contudo, em regime de concorrência com outras IOC’s, conforme preceitua o art. 173, CF.

A nova lei trouxe duas importantes mudanças à conjuntura até então vigente, primeiro, afastou a restrição imposta pela Lei n. 2004/1953 quanto à presença de particulares nas ações da Petrobras, o que se manteve foi somente que a União deveria manter o controle acionário da empresa, com a posse de metade das ações, e voto de 50% + 1 (art. 62, Lei 9.478/97). Além de ter criado a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP¹⁷ e o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE¹⁸.

Observando de forma entrelaçada alguns artigos que versam sobre a ordem econômica e a tutela dos recursos minerais e energéticos, temos que: o art. 20, IX, da CF/88, dispõe que: “São bens da União os recursos minerais, inclusive os do subsolo”, e, complementa no art. 176, *caput*, “As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário, a propriedade do produto da lavra” e em remate aduz o art. 177 que:

¹⁶ Art. 23 da Lei 9.478/1997 determina que as atividades de E&P estejam restritas ao regime de concessão. Já as atividades *downstream* (refino, importação, exportação e transporte marítimo ou por dutos) serão feitas por meio de autorização, conforme os artigos 53, 56 e 60 da mesma Lei do petróleo.

¹⁷ De acordo com os arts. 7º e 8º da Lei 9.478/1997, a ANP é uma autarquia federal voltada à regulação do petróleo e de outros hidrocarbonetos, ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Tem por escopo a promoção da contratação, fiscalização e regulação da indústria do petróleo, com função administrativa, normativa, fiscalizatória e sancionatória. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=478>>. Acesso em: 15 set. 2013.

¹⁸ Já o CNPE é um órgão de assessoramento da presidência da república, para engendramento de políticas e diretrizes energéticas, com o fito de promover a eficiência e o abastecimento de todas as localidades do país. Com as descobertas do pré-sal, o CNPE passou a desempenhar novas competências (tópico a ser melhor explorado mais adiante), como a definir os blocos a serem objeto de concessão e de partilha de produção, além de inferir nos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem tratados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html>. Acesso em: 7 jul. 2013.

“Constituem monopólio da União à pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos”.

Para Alexandre de Moraes, os bens elencados no art. 177 da CF/88 são bens públicos especiais¹⁹. Assim, mesmo com a flexibilização do monopólio estatal a partir da EC n. 09/95 que deu a opção do poder público manter as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural como até então executadas com exclusividade pela Petrobras ou de contratar com outras empresas públicas e/ou privadas, mantém-se, não obstante o monopólio da atividade pelo Estado.

Para Eros Grau, o monopólio da União em relação ao petróleo continua intacto, o que se relativizou foi o monopólio sobre a exploração do produto da lavra. É o que se extrai de seu voto na ADI 3.366 DF/2005.²⁰

Ou seja, quando a Constituição estabelece, por meio da criação de lei, a autorização ao poder público de um regime de monopólio, não significa dizer que considere o monopólio da atividade como um serviço público, mas, tão-somente, intervenção do Estado no domínio econômico por absorção²¹. Assim, não se trata de concessão de serviço público, e sim, de concessão para exploração de um bem público²².

Desta forma, a Lei 9.478/1997 reservou às atividades de exploração e produção o sistema de concessão e para as demais atividades monopolizadas (importação, exportação, refino e transporte marítimo e por dutos) a autorização. A concessão se restringiu a exploração e produção uma vez que não seria plausível a abertura de

¹⁹MORAES, Alexandre. *Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural*. Revista de Direito Constitucional e Internacional. v. 36, 2001, RT, São Paulo.

²⁰De acordo com o autor: “O monopólio permanece íntegro; não foi extirpado da Constituição; apenas tornou-se relativo em relação ao contemplado na redação anterior do texto da Constituição. [...] Anteriormente, de modo bem amplo, projetava-se sobre o produto da exploração petrolífera. Ia para além da atividade monopolizada. A Constituição impedia que a União cedesse ou concedesse qualquer tipo de participação, em espécie ou valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, isto é, a participação dos Estados-Membros, do Distrito Federal e dos Municípios, bem assim dos órgãos da Administração Direta da União, no resultado da exploração de petróleo ou gás natural etc. Esse preceito do parágrafo fazia, como permanece a fazer, exceção ao regime de propriedade das jazidas, matéria da propriedade dos bens da União [inciso IX desse mesmo artigo 20]. BRASIL. Supremo Tribunal Federal. ADI 3366, Relator (a): Min. CARLOS BRITTO, Relator (a) p/ Acórdão: Min. EROS GRAU, Tribunal Pleno, julgado em 16/03/2005, DJ 02-03-2007 PP-00026 EMENTA v.02266-02, p. 281.

²¹EROS GRAU afirma que no caso de intervenção por absorção a atividade econômica é desenvolvida em sentido estrito, o Estado age na condição de agente econômico. GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na Constituição* de 1988. 4. ed., São Paulo: Malheiros, 1999, p. 156.

²²MORAES, Alexandre. *Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural*. Revista de Direito Constitucional e Internacional. v. 36, 2001, São Paulo: RT, p. 4.

concorrência em virtude de uma delimitação espacial da mesma jazida. Além de que, por cuidar-se de bem público, a sua fruição é um privilégio²³.

Insta, ainda, relacionar que as principais mudanças trazidas pela EC 9/95 e, principalmente, pela Lei 9.478/97 foram: (i) criação da agência reguladora para o setor; (ii) introdução de outras participações governamentais, além dos *royalties* (como o bônus de assinatura, participação especial e aluguel pela ocupação e retenção das áreas); (iii) elevação da alíquota de *royalties* de 5 para 10% sobre a produção; (iv) mecanismo próprio de valoração do preço do petróleo e gás produzidos no Brasil; (v) inovações na forma distributiva e recolhimento da arrecadação, (vi) abertura do mercado para outras companhias, e (vii) incentivo ao desenvolvimento da indústria local²⁴.

Como exposto, a lei do petróleo regulamentou uma nova política energética nacional, editada para viabilizar uma forte injeção de capital no setor²⁵, principalmente estrangeiro e importar *knowhow*técnico para qualificar a indústria petrolífera nacional através dos investimentos e operações com as IOC's. É bom que se diga também que no momento de elaboração da Lei n. 9.478/97, as reservas de óleo até então encontradas no Brasil eram de baixa rentabilidade e de alto risco exploratório²⁶.

Assim, passaremos a expor algumas peculiaridades do modelo de concessão e do por que da adoção dele no sistema brasileiro, permanecendo vigente ainda hoje.

²³ ARAGÃO, Alexandre dos Santos. *As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da Agência Nacional do Petróleo*. Revista Tributária e de Finanças Públicas, v. 44, 2002, p. 171 e ss.

²⁴ LEITE, Getúlio da Silveira e GUTMAN, José; “O Novo Marco Regulatório para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil”. In: *Direito do Petróleo e Gás – Aspectos Ambientais e Internacionais*; Santos: Leopoldianum, 2007, p. 31.

²⁵ Com o Decreto 2.705/98, que regulamentou a Lei do Petróleo, estabelecendo os requisitos para cálculo e cobrança das participações e o Decreto 2.745/98 que aprovou o Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da Petrobras, previsto no art. 67 da Lei 9.478/97. O intuito desse Procedimento era dar agilidade na atuação da Petrobras, em um contexto de alta competitividade, sem prejudicar os princípios básicos da Administração, aplicáveis às licitações públicas. Tais normas levaram em consideração, por exemplo, os investimentos despendidos pela Petrobras ao longo dos anos, conforme verificado quando da realização da Rodada Zero pela ANP. Cabe esclarecer que o período de transição, cujo término se deu em 31 de dezembro de 2001, consistiu no processo de mudança da situação anterior, com os preços dos derivados sendo controlados pelo Governo, à condição atual, na qual é praticada a livre iniciativa de mercado, embora sujeita à regulamentação da ANP, instituída pela própria Lei 9.478/97. Ao fim do período de transição, a norma aplicável ao preço dos derivados de petróleo é a mesma que vigora para os preços de uma maneira geral, ou seja, livre negociação entre produtores e compradores. De lá para cá, 10 (dez) Rodadas de Licitações já foram realizadas pela ANP, sendo a 10ª Rodada realizada 18 de dezembro de 2008 e as reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural tiveram um crescimento bastante significativo. A produção anual de petróleo, no mesmo período, cresceu tão consideravelmente que marcou a autossuficiência do Brasil.

²⁶ Quando se fala de risco nesse contexto, quer-se falar em risco de descobrir petróleo em acumulações comerciais, e não do risco da atividade de exploração e produção, que infere sempre em muitos riscos, sejam eles geológicos, ambientais, técnicos etc.

2.3 O CONTRATO DE CONCESSÃO

A concessão foi o primeiro modelo a ser adotado no mundo pela indústria petrolífera, já nos EUA em 1859, e, logo pelo oriente médio, sofrendo diversas transformações ao longo do tempo. Os contratos de concessão tradicionais, do início do século XX, formulados entre as OC's e o Estado hospedeiro, ofereciam poucos benefícios a este, detentor das reservas, disponibilizando o direito de outorga a baixo custo exploratório, gerando grandes lucros para as empresas do setor que entabulavam contratos longos, de no mínimo 65 anos, com cláusulas contratuais imensamente favoráveis a essas OC's, gerando graves desequilíbrios contratuais.

Foi com base nesse panorama que a partir da década de 50, alguns países produtores, principalmente no Oriente médio, mobilizaram-se para modificar esses contratos, com foco na mudança da duração desses pactos, das áreas concedidas e da contrapartida da exploração, modificando a forma de remuneração, incluindo, inclusive, a participação nos lucros auferidos, mediante o pagamento de royalties, no aumento da carga tributária e numa fiscalização mais rígida dos custos das atividades.

Essa nova forma de atuação dos Estados hospedeiros frente os contratos de concessão foi crucial não somente para o delineamento de um modelo de concessão oposto até então vigente, como também deu abertura ao aparecimento de outros sistemas de exploração, denominados no âmbito internacional como: (i) o PSC/PSA (Contrato de Partilha de Produção); (ii) o *Services Agreement* (Contrato de Serviços); e (iii) *Participation Agreements – PA* (Contratos Associativos), mais conhecidos como *Joint Ventures*.

Assim, podemos dizer que no modelo de concessão atual²⁷²⁸, o proprietário do recurso energético, via de regra o Estado, concede a uma ou mais empresas, o direito de explorar e produzir óleo de forma exclusiva e por sua conta e risco, repassando

²⁷ Também pode ser definido como: “No modelo de concessão, o proprietário da terra (em regra o Estado) transfere a titularidade do petróleo para a empresa exploradora em troca do pagamento de royalties (uma percentagem sobre lucros brutos da venda do petróleo paga em dinheiro ou em espécie) e de impostos sobre os lucros, que podem assumir modalidades variadas, sendo em regra concebidos a partir de uma análise econômica do respectivo impacto sobre o projeto, de modo a garantir que da sua aplicação resulta uma participação pública justa (*valueoftake*), mas não ao ponto de tornar o investimento não atrativo. Neste modelo, os investidores negociam com os Estados o regime de dedução dos custos, a partir do qual se consegue também modelar o lucro das empresas e o projeto econômico financeiro da exploração” Ver: VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos MARCOS (Coord.). Direito do Petróleo. Faculdade de Direito de Coimbra. Instituto Jurídico. Coimbra: Rui Figueredo. 2013, p. 36-37.

²⁸ O contrato de concessão pode dar-se de três formas: por licença, lease ou mediante contrato de concessão propriamente dito. Neste artigo, a expressão contrato de concessão será abordada de forma genérica, todavia, estar-se-á a fazer referência ao contrato de concessão propriamente dito, modelo este adotado pelo Brasil com a Lei n. 9.478/1997.

à titularidade do bem²⁹, mediante uma compensação financeira, paga em forma de participações governamentais³⁰ e tributos.

Por cuidar-se de um insumo estratégico, geralmente, é requisitado às empresas produtoras que dispensem uma parte da produção ao consumo interno do país hospedeiro. Doutra banda, pertence a elas, a propriedade dos equipamentos, ativos utilizados na exploração e produção, bem como o comando das operações, cabendo ao Estado, unicamente o papel de regular e monitorar a execução dessas atividades.

Quanto às formas de remuneração do Estado hospedeiro na concessão, de acordo com *Bernard Taverne*, essa se dá através de royalties, taxa de ocupação de área, bônus financeiros, imposto de renda e tributos sobre lucros extraordinários³¹.

No Brasil as participações governamentais (*government take*) são compostas do bônus de assinatura, dos royalties, das participações especiais e da taxa de ocupação ou retenção de área.

“O bônus de assinatura é a exação que condiciona a assinatura do contrato e E&P, podendo ser determinado por um processo de licitação (*bonus building*), pela via de negociação ou pela legislação de um país”³². No Brasil, o valor do bônus é pago pela empresa ou consórcio ganhador da licitação. Este *quantum* é definido no edital e adimplido no momento de assinatura do contrato de concessão, em parcela única, referente à oferta vinculada da licitante vencedora. Outro dado importante é que este numerário é destinado à ANP, segundo o art. 15º, inciso II, da Lei n. 9.478/97.

Os royalties³³ podem ser entendidos como uma espécie de compensação financeira pela exploração de recursos energéticos não-renováveis. Para a classificação do campo de petróleo são levados em conta fatores geológicos, econômicos e de engenharia, como aduzido na Lei n. 9.478/1997. Assim, para adimplemento de royalties

²⁹ De acordo com Paulo Valois Pires, o petróleo ou gás natural só passa a pertencer ao concessionário após a sua extração do subsolo e a sua passagem pelo ponto de mediação.

³⁰ Os níveis de incidência das participações governamentais serão limitadas caso a caso, de acordo com cada Estado.

³¹ TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments – A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2. ed. Holanda: Klumer Law International, 2008, p. 286.

³² BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 29.

³³ Para José Alberto Bucheb, “os royalties e a participação especial constituem, respectivamente, a compensação financeira ordinária e a extraordinária pelos resultados da exploração de petróleo ou de gás natural a que se refere o §1º do art. 20 da CF/88. Tais participações tem natureza indenizatória e constituem, assim, uma forma de compensação aos Municípios, aos Estados e ao Distrito Federal e à União, pelos inevitáveis transtornos causados em face das atividades de exploração e produção.”. Ver: BUCHEB, José Alberto. *Direito do Petróleo: a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2007, p. 105.

cada campo é considerado de forma singular, com incidência de alíquotas diferentes, referente ao valor da produção. Os preços convencionados em cada campo são utilizados para mensurar a produção e a alíquota é incidente sobre o valor da produção para definição dos royalties. O art. 47 da lei do petróleo preceitua que os royalties devem ser adimplidos mensalmente, em moeda corrente nacional, a partir do início da produção comercial de cada reservatório, na razão de 10%³⁴ do valor da produção dos hidrocarbonetos³⁵.

Já a participação especial³⁶ refere-se a uma “compensação financeira extraordinária”, aplicada somente em áreas de altíssima produtividade cuja alíquota aumentará progressivamente, podendo atingir até 40% do valor. A participação é aplicada sobre a receita bruta da produção, sendo dela deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais a depreciação e os tributos previstos na legislação vigente³⁷.

Quando os campos se estenderem por uma ou mais áreas de concessão, o pactuado entre os concessionários para individualização da produção estabelecerá a parte que cabe a cada um para pagamento da participação especial. Ademais, a participação especial considerará como base a receita líquida da produção e o volume de produção³⁸.

Quanto à taxa de ocupação ou retenção de área, o valor a ser pago anualmente, a partir da assinatura do contrato e sempre no dia quinze de janeiro, é quantificado por quilômetro quadrado ou fração de superfície do bloco. A quantia paga anualmente poderá ser alterada em razão da passagem de etapa de exploração para produção, ou mesmo da fase de desenvolvimento, por exemplo. Em caso de extinção ou transferência da concessão, o valor correspondente a essa participação será feito no momento de

³⁴ A pensar nos riscos geológicos, de produção e outros elementos pertinentes, a ANP poderá estabelecerem edital um percentual mínimo de 5% para pagamento dos royalties sobre a produção de determinada área.

³⁵ BNDES. Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo. Bain&Company, 2009, São Paulo, p.63 e ss.

³⁶ Também é utilizada em outros países com as seguintes denominações: EUA (Windfall Profit Tax), Reino Unido (PetroleumRevenueTax), Noruega (HydrocarbonTax), Canadá (CanadianFrontier Royalties) e na Austrália (PetroleumResourcesRentTax).

³⁷ De acordo com o Dec. n. 2.705/98, a participação especial deverá ser paga trimestralmente, a partir do início da produção do campo.

³⁸ BNDES. Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 67.

assinatura do ato. Ainda, os valores despendidos com essa participação governamental serão transferidos à ANP³⁹.

É importante ressaltar também que, no Brasil, além das participações governamentais acima elencadas, a OC tem de arcar com outros tributos incidentes sobre a renda, o lucro e a sua produtividade, são eles os principais: o Imposto de Renda sobre Pessoas Jurídicas (IRPJ); Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL); Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Programa de Integração Social (PIS)⁴⁰.

Outra característica do contrato de concessão brasileiro é seu prazo contratual de 36 anos. Sendo de nove anos a fase de exploração, podendo ser prorrogada em contrato. E de 27 anos para a fase de produção, desde que se dê a declaração de comercialidade que também pode ser prolongada ou rescindida antecipadamente pelo concessionário, através de aviso-prévio de seis meses. Ademais, o concessionário tem o direito exclusivo de perfuração e produção na área concedida. Obtendo a propriedade do óleo desde o ponto de mediação e os direitos de comercialização. Tem também o direito de exportar, condicionado à autorização da ANP⁴¹.

Por último, a ANP que foi criada juntamente com a lei do petróleo que definiu o regime de concessão para as atividades de E&P de petróleo, tem uma atuação toda especial no setor. A passagem de um regime de monopólio com exercício exclusivo pela Petrobras para um sistema de concorrência (art. 173, CF/88) decorrente da relativização do monopólio, ressaltou a necessidade de criação de um ente regulador, que fizesse parte da administração, mesmo que de forma indireta, para fiscalizar os interesses do governo e trazer um apoio técnico e uma gestão eficiente à regulação dos novos contratos.

Nota-se que a ANP, na condição de autarquia especial, e, conseqüentemente, pessoa jurídica de direito público, passou a desempenhar as funções estabelecidas no art. 174⁴² da CF/88, ao assumir para si as funções de planejar, implementar e

³⁹ *Ibid.*, p.68.

⁴⁰ BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 72.

⁴¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá, *Ob. Cit.*, p. 347 e ss.

⁴² Art. 174, CF: "Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado". Disponível em: <http://www.dji.com.br/constituicao_federal/cf170a181.htm>. Acesso em: 11 jul. 2013.

desenvolver a política nacional do petróleo e de celebrar, fiscalizar e aplicar as penalidades nos contratos firmados.

2.4 A TRANSIÇÃO PARA O REGIME REGULADOR MISTO

Os primeiros investimentos em *offshore* da Petrobras deram-se na década de 60, com a descoberta do campo de Guaricema (SE), seguido de Garoupa, na bacia de Campos - RJ, que, logo, tornou-se a maior produtora brasileira. Em sequência, a Petrobras buscou aprofundar-se nas pesquisas em águas ultraprofundas, investindo em pesquisas e tecnologia de ponta.

Com isso, vislumbrou-se uma alteração de paradigma, com o crescimento vultoso da produção diária de barris, tornando o Brasil autossuficiente em óleo entre 2005 e 2006. Além do mais, em julho de 2006, a Petrobras descobriu as camadas de Pré-sal no campo de tupi, na bacia de Santos. Até então, a exploração em águas profundas só havia gerado a descoberta de óleo nas camadas do Pós-sal.

O Pré-sal são camadas rochosas situadas abaixo de uma faixa de sal na plataforma continental, estima-se que o Pré-sal tenha se formado há mais de 160 milhões de anos, por estarem localizados abaixo da camada de sal, é, portanto, mais antigo que o próprio sal. “A província petrolífera do Pré-sal brasileiro estende-se por aproximadamente 800 quilômetros ao longo do litoral, desde o Estado de Santa Catarina até o Espírito Santo, ocupando uma área de 149 mil km², dos quais 41.772 mil km² já foram concedidos a particulares para exploração”⁴³.

Muito embora as dificuldades técnicas e operacionais encontradas na exploração do Pré-sal, ainda assim, desperta grande cobiça por parte dos investidores, bem como do governo brasileiro, por tratar-se de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado. Agregando dois fatores imprescindíveis para o sucesso das atividades, o seu baixo risco exploratório, além do alto potencial produtivo.

Em 2010 o Brasil detinha a 15ª posição no ranking de países com as maiores reservas de óleo comprovado, com 14,2 bilhões de barris. Todavia, caso as expectativas do governo federal se confirmem, somente com as reservas petrolíferas já concedidas, a produção dobraria, fazendo com que o Brasil posicionasse entre os dez maiores produtores de óleo do mundo.

⁴³ ROQUE, Gabriela Oliveira. *O novo marco regulatório para a exploração do pré-sal* (monografia apresentada a PUC-RIO como requisito à Licenciatura), 2012, p. 23.

A perspectiva de crescimento exponencial das nossas reservas e a posição estratégica no cenário internacional que o Brasil iria assumir motivou, já em 2007, inúmeros debates políticos acerca da necessidade de alteração da legislação então vigente de modo a promover um melhor aproveitamento da exploração e produção do óleo no Pré-sal, haja vista o seu baixo risco exploratório. Assim, o governo cancelou a nona rodada de licitações para as camadas do Pré-sal, através da resolução n. 6, de 08 de novembro de 2007, do CNPE, solicitando a ANP a alteração do edital às vésperas da licitação⁴⁴.

Atento a nova conjuntura favorável do Pré-sal, o governo brasileiro percebeu a necessidade de modificar o marco regulatório para regular essas áreas e criou, já em 2008, uma comissão interministerial para definir o melhor regime a ser adotado para regular as áreas do Pré-sal e outras áreas estratégicas, através de 04 projetos de Lei enviados ao Congresso Nacional, com o fito de promover uma ampliação da participação estatal nestas explorações.

Em 2010, o Congresso Nacional aprovou a Lei da capitalização da Petrobras e da cessão onerosa, aprovou, também, a lei que autoriza a criação da PPSA (nova sigla para o que chamávamos de Petro-Sal). O projeto original n. 5938/09 – regime de partilha da produção – por uma articulação política no Senado, foi incorporado ao projeto do Fundo Social – projeto n. 5940/09. Em 22 de dezembro de 2010 foi publicada a Lei n. 12.351/2010, dispondo sobre a produção e a exploração de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas, e criando o fundo social.

Agora ao invés de manter a sua parte da receita energética através de tributos, o Estado assume para si a responsabilidade de comercializar petróleo pertencente à União nos mercados internacionais.

⁴⁴“Following the Pre-Salt discovery in 2007, the Brazilian government abruptly withdrew forty-one blocks of Pre-Salt acreage from the ninth bidding round weeks prior to its scheduled commencement.⁷⁵ The disposition of these blocks was withheld, and the Brazilian government in **2008** instead appointed an interministerial commission to evaluate whether a new legal regime should be established to regulate exploration and production in the Pre-Salt. The commission concluded that a new, parallel regulatory regime for the Pre-Salt area should be adopted, to utilize a production sharing model. The rationale for the change was that the Pre-Salt areas are unique due to the large size of their deposits and abnormally low exploration risk, which together dramatically increase the odds that Pre-Salt wells will be commercially viable. Brazil’s existing concession system, on the other hand, was designed to compensate oil companies for taking on high exploration risk.⁷⁹ An overhaul of the system was deemed necessary to reapportion parties’ respective takes.” BLADES, Bryan w. *Production, politics, and pre-salt: transitioning to a psc regime in brazil*. *texas journal of oil, gas, and energy law*, v. 7, p. 9. Disponível no site: Hein Online. Acesso em: 12 jul. 2013.

Cuida-se de um ponto a favor da adoção, no Brasil, de um regramento jurídico misto, admitindo-se que a exploração de petróleo se faça tanto por meio da concessão como por meio da partilha de produção, tendo-se em conta a diversidade de riscos geológicos e os volumes de petróleo existentes em cada bloco exploratório.

Desta forma, desde 2010, vigora no Brasil dois sistemas contratuais para regulação da atividade de exploração e produção petrolífera: os contratos de partilha e produção para as áreas do Pré-sal e outras áreas estratégicas e os contratos de concessão para todas as áreas remanescentes em que se encontram as E&P e não constam das definições da Lei nº 12.351, promulgada em 22/12/2010, ressalva-se que com a entrada da nova Lei, não haverá mudanças para as áreas já concedidas, inclusive, as localizadas no âmbito do Pré-sal.

3 DO CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO (PSA/PSC)

Surgido na década de 60 na Indonésia, com o intuito de diminuir o desequilíbrio proporcionado pelos contratos de concessão tradicionais entre as IOC's e os Estados hospedeiros, que consentiam uma gama de benefícios a estas companhias e não detinham ingerência na exploração e produção em suas reservas. O contrato de partilha de produção foi pensado para maximizar a participação do Estado, dispondo que o óleo produzido pertenceria ao país hospedeiro⁴⁵.

Esta participação estatal se dá diretamente ou através de uma NOC que atue também na gestão do projeto com o intuito de adquirir as técnicas e o *know how* das empresas contratadas.⁴⁶ A escolha da empresa petrolífera para fazer a extração dos hidrocarbonetos é feita mediante contratação direta ou por licitação⁴⁷.

Como exposto, a principal característica que define o contrato de partilha de produção é a manutenção da propriedade do óleo pelo Estado após a extração pela OC⁴⁸, que recebe, com exclusividade, a condução das atividades de exploração e

⁴⁵ BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 232.

⁴⁶ Há exemplos também de uma atuação mais ativa por parte do Estado, quando a OC realiza a operação, até que o Estado, através da NOC passa a operar campos que já estejam na fase de produção ou que tenham encontrado reservas comercializáveis, é o que ocorre na China.

⁴⁷ Geralmente os países utilizam-se dos dois mecanismos de contratação simultaneamente. É o caso de Angola, por exemplo, que prevê em sua Lei de Atividades Petrolíferas (Lei n. 13/78) tanto a licitação (art. 46) quanto à contratação direta (art. 44, §4º e art. 47).

⁴⁸ Doutra banda, é bom que se diga, que independentemente da propriedade do óleo não ser transferida à OC, esta tem o direito de contabilizar as reservas em seus demonstrativos financeiros, isto é fundamental para resguardar o valor de mercado dessas empresas, uma vez que esses dados são um importante vetor

produção do óleo, respondendo por todos os custos e riscos, inclusive, caso não encontre petróleo ou o campo não seja comercializável, o contrato finda sem a recuperação de seus custos e sem o pagamento de qualquer indenização por parte do país acolhedor.

A devolução dos custos e investimentos só acontece para a empresa petrolífera em caso de êxito nas operações, momento em que é retirado o *cost oil*, sob um percentual fixo da produção, referente aos custos e investimentos do período de exploração e desenvolvimento da área. Sendo a parcela restante de petróleo denominada de *profit oil*, a qual é dividida entre Estado e a OC por uma fórmula⁴⁹ estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.⁵⁰

Ainda sobre o sistema de remuneração no contrato de PSA, em regra não há o pagamento de royalties, incidindo os outros tributos sobre os resultados obtidos pela OC. Quanto ao imposto de renda devido pelas OC sob o montante de cada um na produção, o mesmo pode ser deduzido através do aumento da parte que compete ao governo na produção.

É admissível o pagamento de bônus e taxas no contrato de partilha de produção, todavia, o fato gerador de criação destes, modifica-se de acordo com a legislação aplicável em cada país. Podendo incidir na descoberta, na declaração de comercialidade, na submissão do plano de desenvolvimento, no início da produção ou após certo lapso produzido⁵¹.

A parte do óleo que cabe ao Estado (*profit oil*) é retida e comercializada ou estocada pelo próprio Estado, contudo, o Estado poderá valer-se de uma empresa estatal para gerenciar a comercialização de seu petróleo ou mesmo utilizar-sedo próprio explorador do campo para administrar e vender no mercado seu petróleo.

de atração de investimentos. Ver: BINDEMANN, Kirsten. “*Production Sharing Agreement: An Economic Analysis*”, Oxford Institute of Energy Studies, 1999, p. 10.

⁴⁹ O excedente em óleo (profitoil) pode ser calculado como: um percentual fixo de partilha (como acontece na Indonésia que é dividido em 85% para o Estado e 15% para a OC); uma partilha progressiva consoante o volume diário de produção, aumenta também a participação governamental; ou, ainda, por uma partilha variável baseada nos lucros do empreendimento. Ver: BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo. P. 251 e ss.

⁵⁰ Nas palavras de Maurício Tolmasquim: “a propriedade do produto da lavra (petróleo e/ou gás natural) é da empresa estatal (delegatária do Estado), que reparte com a empresa contratada os volumes produzidos para compensar os custos e os riscos incorridos pelas empresas contratadas nas atividades de E&P (exploração e produção) e os pagamentos realizados ao próprio governo na forma de participações governamentais e tributos”. TOMALSQUIM, Maurício Tiomno, PINTO JÚNIOR, Helder Queiroz (Org). *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia. EPE, 2011, p. 34.

⁵¹ BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 237.

Doutra banda, a fim de se criar um ambiente amistoso a ampliação da participação governamental sem ocasionar a perda do interesse das companhias investidoras, deverá ocorrer um equilíbrio fiscal, na forma de recuperação de custos e na divisão do lucro atingido. Para tanto, o Estado terá que pôr em prática um sistema tributário capaz de adequar um retorno justo a ele próprio e a indústria, obstando custos administrativos indevidos, evitar especulações indesejáveis. Não se descuidando, ainda, dos riscos geológicos, políticos e técnicos, a fim de garantir a eficiência.⁵²

Além de tudo quanto exposto, um ponto a ser discutido diz respeito às garantias estabelecidas na contratação das OC frente às alterações legislativas que venham a interferir nos ajustes do entabulado e modificar a lucratividade das operações. Essa peculiaridade do contrato de partilha de produção, conhecida por *self-contained agreement* quer dizer que este contrato é regido pelos seus próprios termos e pela lei específica que o regulamentou, imunizando de normas e regulamentos posteriores que venham a ser editadas pelo país hospedeiro. Isto serve para zelar pela estabilidade das participações governamentais e resguardar as empresas contratantes dos riscos de E&P, e, conseqüentemente, atrair os investimentos no setor⁵³.

Quanto à divisão das funções e responsabilidades, é comum que a gestão fique a encargo da NOC, enquanto a OC assuma a posição de comando operacional (*work program*), todavia, na prática, as decisões costumam serem submetidas a ambas as partes através da formação de um comitê.

Em algumas situações, concomitantemente com o contrato de partilha de produção pode vir a figurar o Joint Operating Agreement (JOA's) que tem por escopo gerir as relações, principalmente, as operacionais, entre as partes envolvidas, delimitando seus direitos, obrigações e procedimentos a serem adotados. Geralmente, há a criação de um comitê operacional, quando ocorre a gestão conjunta da NOC e da OC. Além da elaboração de cláusulas de confiabilidade, eleição de foro e de resolução de disputas, força maior, cessão, abandono e desistência.⁵⁴

Atualmente, o PSC é a opção de alguns países produtores, como Nigéria, Azerbaijão, Líbia, Angola, Índia, Indonésia, Egito, etc. Já Rússia e Cazaquistão, assim como o Brasil, adotaram o regime regulatório misto, com a vigência simultânea dos contratos de concessão e de partilha de produção.

⁵² BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 246.

⁵³ *Ibid.*, p. 246.

⁵⁴ *Ibid.*, p. 236.

4 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS DE E&P DE PETRÓLEO PELO MUNDO

Neste tópico, resolvemos expor os dois modelos de extração petrolífera que entendemos ter inspirado a adoção da mudança de marco regulatório no Brasil para regular as áreas da camada de Pré-sal, buscando as semelhanças e peculiaridades entre esses regimes.

4.1 NORUEGA

A Noruega foi sem dúvida uma das nações que inspiraram a adoção da mudança de marco regulatório para as áreas do pré-sal, devido a sua ampla experiência na indústria *offshore*, e, muito embora tenha elegido o sistema de concessão, através do uso de licenças, de fato, merece destaque uma vez que se enquadra na 14ª posição na produção de petróleo e em 5º lugar na de gás natural.

Por utilizar-se de uma matriz limpa para o abastecimento interno, como a hidráulica e a eólica, o que possibilitou a exportação de quase 80% de sua produção, tornando-se a 5º maior exportadora de petróleo e a 3º de gás natural (BP, 2008⁵⁵).

Logo que se iniciou a exploração do mar do Norte, foi constituída uma empresa estatal, a Statoil, para conferir uma ampliação da participação governamental na administração da exploração dos hidrocarbonetos.

De 1972 a 1985, a Statoil deveria ter, obrigatoriamente, no mínimo 50% de participação nas novas áreas concedidas à exploração, período em que se desenvolveu e ganhou respaldo técnico com as IOC's. A partir do ano de 1985, o parlamento optou por criar a SDFI (State's Direct Financial Interest) um fundo específico para representar o Estado nas relações de E&P e passar a gerir a participação de 50% nos contratos de exploração que pertencia à Statoil, através de cotas nas ações das empresas concessionárias, tornando a Statoil um player qualquer. “Assim os direitos decorrentes das concessões em poder da Statoil foram convertidos em direitos financeiros, ficando a Statoil com 20% e a SDFI com 80%”.

A Statoil gerenciou a SDFI até o ano de 2001, momento em que o governo resolveu desfazer-se, de parte dos ativos da SDFI, que foram adquiridos pela Statoil. Ainda em 2001, o governo abriu ao mercado o capital da Statoil, conservando uma

⁵⁵Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2013.

participação considerável na empresa. Com a privatização da companhia, o parlamento retirou administração da SDFI pela Statoil, e, constituiu outra NOC, a Petoro, com a função de gerir a SDFI, sem participação na operação dos blocos.

No quadro energético norueguês, há a NPD (Norwegian Petroleum Directorate), uma espécie de ente regulador. De acordo com estimativas da NPD, as reservas não descobertas de óleo e gás natural somam-se a 22 bilhões⁵⁶. Ao Ministério de Petróleo e Energia compete: formular as políticas de exploração; fiscalizar o desenvolvimento, produção e abandono dos campos de petróleo na plataforma continental; fazer as análises econômicas das atividades petrolíferas e comandar as rodadas de licitação para outorga das licenças de produção dos blocos disponíveis pelo governo.

Por último, a remuneração do Estado se dá através do imposto sobre a renda, da participação direta através do SDFI, dividendos advindos da Statoil, das taxas de emissão do gás carbônico, royalties e as taxas de ocupação (áreas fees). Todas as rendas auferidas das remunerações do Estado nas atividades de E&P são direcionadas a um fundo de pensão (*Pension Fund – Global*)⁵⁷.

4.2 ANGOLA

A economia angolana é completamente dependente do petróleo, correspondendo a sua comercialização, a mais de 50% de seu PIB. A descoberta de óleo no território angolano remonta o início do séc. XX, com perfurações *offshore* no Congo na Barra de Kwanza, pela empresa Canha & Formigal.

Em 1960, estabeleceu-se a primeira concessão em Cabinda, vigente até hoje. Com a independência de Portugal em 1975, o petróleo foi constitucionalizado e instituiu-se uma NOC, denominada Sonangol, que passou a ter domínio exclusivo da atividade petrolífera com a função de estruturação e gestão do governo nas atividades de E&P.

Em 1978 foi aprovada a lei n. 13/78, a fim de regular as atividades petrolíferas e autorizou que a Sonangol poderia associar-se a outras empresas em regime de *joint*

⁵⁶ Deutsche bank, 2008 p. 218. Disponível em: https://www.db.com/turkey/docs/Annual_Report_2008_ENG.pdf. Acesso em: 11 jul. 2013.

⁵⁷ Cf. LEMOS, Paulo Roberto Campos. “O pré-sal é nosso”. In. *Rumos do Brasil – Propostas para um país melhor* [Internet]. Disponível em: <http://www.rumosdobrasil.org.br/2009/12/01/o-pre-sal-e-nosso/>. Acesso em: 11 jul. 2013. Cf. também, <http://reise.com.br/reise/?q=node/991>. Acesso em: 11 jul. 2013.

venture, com participação majoritária da empresa pública ou através de contrato de partilha de produção.⁵⁸

Foi criado também um Ministério do petróleo que foi incumbido de constituir uma política energética para o setor, através de sua regulação e fiscalização de todas as diretrizes do setor.

Outra informação importante é referente à Lei n. 10/2004 que ratificou a propriedade do óleo pelo Estado angolano, anteriormente constitucionalizado, bem como da Sonangol como responsável pelo elo obrigatório para associação e puder explorar os hidrocarbonetos através de *Joint Venture* ou Contrato de Partilha de Produção. Sendo fundamental a participação da Sonangol em todos os contratos. É que a lei disciplina que todas as concessões petrolíferas na Angola são outorgadas à NOC (Sonangol) que pode optar por atuar isoladamente ou associar-se a outras empresas nas modalidades acima referidas, *Joint Venture* ou PSC.

As principais formas de remuneração nos contratos de E&P no país são: bônus, imposto sobre a produção de petróleo (TP ou royalties), imposto sobre o rendimento do petróleo, imposto sobre transações petrolíferas⁵⁹.

4.3 CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NO BRASIL

A priori, é bom que se registre a dificuldade em abordar o assunto, haja vista a escassez de material doutrinário que verse de forma crítica, uma vez que toda a literatura sobre o tema baseia-se, unicamente, na nova lei (Lei n. 12.351/2010) que disciplinou o contrato de partilha de produção para as áreas do Pré-sal e outras estratégicas, e, considerando que até o momento presente não ocorreu nenhuma licitação para essas áreas, nos moldes da nova regulação, sendo formuladas apenas, conjecturas sobre como essas contratações hão de se delinear no contexto brasileiro⁶⁰.

⁵⁸ Direito do Petróleo, Coord. VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos e MARCOS, Rui de Figueiredo. Faculdade de Direito de Coimbra. Instituto Jurídico, 2013, Universidade de Coimbra, p. 117 a 120.

⁵⁹ BNDES. Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo. Bain&Company, 2009, São Paulo, p. 262 e ss.

⁶⁰ A primeira licitação, na modalidade Leilão, para as áreas do pré-sal, após a suspensão da 10ª rodada em 2008, está prevista para acontecer em outubro deste ano, no campo de Libra. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia-energia,governo-antecipa-primeiro-leilao-do-pre-sal-para-outubro-,154494,0.htm>>. Acesso em: 9 jun. 2012.

4.3.1 Peculiaridades

Embora o contrato de partilha de produção no Brasil tenha seguido os contornos gerais do modelo de PSA adotado pelo mundo, possui também algumas peculiaridades que passaram a ser analisadas mais detidamente a partir de então:

A primeira delas é de fácil percepção e constitui um das principais razões de alteração do marco regulatório. Deu-se em virtude do restabelecimento da concentração de poder e gestão nas mãos da presidência da república, sobre questões estratégicas e do Pré-sal. Pois, desde 1997, com a criação da lei do petróleo e da ANP, toda a parte de contratação, regulação e fiscalização das atividades do concessionário estavam sob o comando da agência reguladora que se fortaleceu ao longo dos anos. Agora, o que se nota é o esvaziamento de certas competências outrora delegadas, através de novas funções Ministério de Minas e Energia [MME], do Conselho de Políticas Energéticas [CNPE] e, principalmente, da criação da empresa estatal, PPSA, da qual trataremos mais detidamente no tópico a seguir.

O sistema de partilha de produção do Brasil não ensejou mudanças quanto ao regime dominial de propriedade do solo e do subsolo, assente na Constituição desde 1934. O conceito que foi rearticulado diz respeito à propriedade do óleo e seus derivados após a extração que permanece na propriedade do Estado, quando, antes, no contrato de concessão era transferido ao concessionário.

Quanto ao meio de contratação, a União, mediante o MME, firma o contrato com a companhia petrolífera, que pode ser feito via contratação direta, quando o CNPE, de forma discricionária, entender que cabe a contratação direta da Petrobras para preservar o interesse nacional e os objetivos da política energética ou por licitação, que conta com a participação da Petrobras como integrante obrigatória do consórcio na proporção mínima de 30% dos blocos licitados (conforme preceituado em lei, arts. 4º e 20º da Lei 12.351/2010), que será feita por leilão, tendo como critério de julgamento angariar o maior excedente em óleo para a União. Outro detalhe importante é que mesmo que o outro contratado possua um maior percentual no consórcio, a Petrobras, necessariamente, será a operadora única de todos os blocos.

Conforme regra geral dos contratos de partilha de produção, o risco operacional é da OC, que no caso do Brasil é da Petrobras e de outras companhias

licitantes, que formem o consórcio. Ou, exclusivamente da Petrobras quando for contratada diretamente⁶¹.

Em outras palavras, a Petrobras e suas empresas parceiras somente auferiram lucro e serão ressarcidas dos custos em caso de descobrir óleo comercializável. O rateio do excedente de petróleo encontrado, correspondente ao *profit oil* que será feito entre o Estado Brasileiro, representado pela PPSA e pelas outras companhias que compõem o consórcio, a Petrobras e outras empresas que ganhadoras da licitação.

Registre-se que, a lei do Pré-sal quedou-se silente em relação à delimitação dos percentuais cabíveis ao Estado brasileiro e as empresas contratadas, deixando para o próprio contrato essa definição. Destarte, restou ao MME, ouvida a ANP, propor ao CNPE quais as áreas objeto de licitação e as suas condições de contratação. De acordo com o artigo 15º, III, da lei do Pré-sal, o edital indicará somente o percentual mínimo do excedente em óleo da União, podendo esses percentuais ser majorados nas propostas, inclusive, esse é um dos requisitos de julgamento da licitação, conforme o art. 18 da mesma lei⁶².

O custo em óleo (cost oil), como chamado pela lei brasileira, será destinado às OC correspondentes à recuperação dos custos, relativos à exploração, desenvolvimento, operação e abandono do campo. Geralmente, há cláusulas no contrato de PSA que versam sobre a limitação da recuperação de custos, visando estimular a eficiência na E&P do petróleo, contudo, esse mecanismo não foi previsto na lei brasileira, deixando em aberto para ser disciplinado no contrato, caso a caso⁶³.

Na estimativa do custo em óleo a ser reembolsado pelo contratado, alguns dados devem ser tomados em causa: a) quais custos da multinacional poderão ser reembolsados; b) se juros ou algum bônus será acrescido nesse custo; c) como estes custos serão reembolsados, se em moeda corrente ou in natura, por exemplo; d) qual a parcela/percentual que caberá ao país hospedeiro durante o tempo do reembolso dos custos; e) se royalties, bônus e tributos serão descontados de uma ou de ambas as partes; f) o que ocorre após a OC ter sido completamente reembolsada⁶⁴.

⁶¹ Art. 19º da Lei 12.351/2010: “A Petrobrás, 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 n. 6.404, de 15 de dezembro de 1976”.

⁶² ROQUE, Gabriela Oliveira. *O novo marco regulatório para a exploração do pré-sal* (monografia apresentada a PUC-RIO como requisito à Licenciatura), 2012, p. 36.

⁶³ Art. 2º, II, da Lei n. 12.351/2010.

⁶⁴ BNDES. Relatório I – *Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*, 2009, São Paulo: Bain&Company, p 239.

Para além da remuneração ao Estado através do profit oil, a legislação dispôs sobre o pagamento de royalties e de bônus de assinatura fixo⁶⁵. Salienta-se que é incomum a cobrança de royalties nos contratos de partilha de produção, sendo um diferencial previsto no modelo brasileiro. A legislação também prevê o repasse as companhias petrolíferas do volume de óleo produzido correspondente ao valor dos royalties devidos.

A lei do Pré-sal também disciplina que os direitos e obrigações patrimoniais da Petrobras e dos demais contratados serão proporcionais à sua participação no consórcio, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros⁶⁶.

Ademais, não podemos nos olvidar que no pacote de leis editadas para regular o Pré-sal, instituiu-se a Lei n. 12.276/2010, que dispôs sobre um acordo para capitalizar a Petrobras, firmado com a União, a título de cessão onerosa⁶⁷ para conceder cinco(5) bi boe nas áreas do Pré-sal ainda não licitadas.

Com efeito, as maiores inovações trazidas pela lei do Pré-sal, além da própria mudança de modelo de contratação, foi, indubitavelmente, a criação de uma nova estatal, a PSSA, para gestão dos contratos firmados com a União e um comitê operacional, no qual, aquela estatal indicará a metade de seus membros, inclusive seu presidente, que terá direito a veto e voto de qualidade. A outra grande inovação foi alçar a Petrobras como operadora única de todos os blocos. Por cuidarem de mudanças pontuais e extremamente estratégicas à regulação do setor, trataremos nos tópicos específicos que se seguem.

4.3.2 A atuação da Petrobras

Desde a regulamentação da lei do Pré-sal, muito se debateu sobre os “privilégios” concedidos à Petrobras. Estes se referem à possibilidade de contratação direta da Petrobras quando a União, discricionariamente, entender necessário à proteção do interesse nacional e da política energética do país e quanto à obrigatoriedade imposta pela lei da empresa ser a operadora única de todos os blocos.

⁶⁵ Art. 42º da Lei n. 12.351/2010.

⁶⁶ Art. 20º, §1º, da Lei n. 12.351/2010.

⁶⁷ Foi editada a Lei n. 12.276/2010, autorizando a cessão onerosa. Art. 1º: “Fica a União autorizada a ceder onerosamente à 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”.

Na época de feitura dos projetos de lei, muito se discutiu sobre a contratação direta da Petrobras, sem licitação, violaria princípios constitucionais, nomeadamente, da isonomia e da livre concorrência, uma vez que por se tratar de uma sociedade de economia mista, deveria se sujeitar às normas de direito privado, conforme prescreve o art. 173, §2º, CF.

Alguns doutrinadores, como Marcos Juruena, argumentaram que o próprio STF já se posicionou que só caberiam certos privilégios a entes que exerçam algum monopólio legal, agindo em regime de exclusividade ou serviço público, como foi reconhecido no julgamento da ADPF 46, dos correios em que o Tribunal entendeu que por desempenhar um serviço público, e não atividade econômica em sentido estrito detinha o privilégio postal na condição de delegatária da União. Considerando que não há mais um monopólio da exploração de petróleo desde a EC n. 09/95, para se conceder a Petrobras qualquer tipo de privilégio é preciso defini-la como prestadora de serviço público, caso contrário deveria atuar em regime de competição com as outras OC. Todavia, o próprio STF já se posicionou quando do julgamento da ADI 3.273 afirmando que a Petrobras desempenha atividade econômica em sentido estrito e, portanto, deve se submeter ao regime jurídico privado.

Todavia, tais argumentos não prosperaram, ou ao menos, ainda não chegou ao Supremo Tribunal uma Ação de Inconstitucionalidade que questionasse a contratação direta da Petrobras sob os argumentos expostos acima. É bem verdade que, o art. 177, §1º, CF ao autorizar à contratação das atividades de E&P pela União a empresas públicas ou privadas, deu ao legislador a possibilidade de escolher o regime de contrato para o desempenho dessas atividades. Ademais, se a legislação admite casos de dispensa de licitação, a Lei do Pré-sal seria apenas, uma dessas hipóteses de excepcionadas⁶⁸.

Com efeito, as principais críticas ecoaram no sentido da operacionalização única da Petrobras em todos os blocos. Pois, além de tornar o contrato menos atrativo para as IOC's que não terão nenhuma ingerência na gestão, tornando-os meros investidores, tampouco seria eficiente⁶⁹ para a própria Petrobras que estará

⁶⁸ ROQUE, Gabriela Oliveira. *O novo marco regulatório para a exploração do pré-sal* (monografia apresentada a PUC-RIO como requisito à Licenciatura), 2012, p. 50 e ss.

⁶⁹ Para Aragão, a eficiência deve primar pela realização máxima das finalidades perseguidas pela lei, de maneira a minimizar os custos das atividades executadas pelo Estado ou sob a fiscalização. Assim, o princípio da eficiência não almeja se sobrepor ao princípio da legalidade, ao revés, pretende empregar uma redefinição deste último, analisando-o sobre a óptica finalística e material, focada nos “resultados práticos” e não-somente em uma legalidade formal e abstrata. Ver: ARAGÃO, Alexandre. *O princípio da eficiência*. Revista dos Tribunais. v. 830. p. 709. Dez, 2004, Doutrinas Essenciais de Direito Administrativo. v. 1. p. 553.

compromissada a investir e gerenciar todos os contratos, sem puder recusar áreas pouco atrativas, ou mesmo quando não dispuser de corpo técnico qualificado para operá-la.

Para além disso, um único operador também significa que a ANP perderá parte do seu poder regulatório, pois sendo a Petrobras operadora única, o que fará a ANP para destituir esta empresa em caso de descumprimento das normas técnico-operacionais, uma vez que, por força de lei, outra companhia não poderiam ocupar esta função?

Em outras palavras, nesse novo regime o Estado só tem interesse no capital privado, e não na atuação efetiva do setor privado no mercado.

Por último, por ser operadora única e não puder eleger as regiões que terá de operar, inevitavelmente, desenvolverá alguns projetos economicamente inviáveis para atender a finalidades políticas⁷⁰.

4.3.3 A criação da PPSA – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A

A Lei n. 12.304/2010 criou a empresa estatal com o fulcro de gerir os contratos de partilha de produção e comercialização do óleo produzido. A PPSA será a representanteda União no consórcio formado, tendo 50% de seus membros no comitê operacional e a indicação de seu presidente com voto de qualidade.

Consigne-se que esse comitê operacional tem competências importantíssimas, como: avaliar, técnica e economicamente, os planos para execução na fase exploratória; fazer cumprir as exigências do contrato local; monitorar e auditar a execução dos projetos de cada fase exploratória; monitorar a auditar os custos e investimentos envolvidos no contrato de partilha de produção; verificar o cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural resultante do contrato de partilha; monitorar e auditar as operações, os custos, preços da venda dos hidrocarbonetos.

A primeira problemática quanto a PPSA diz respeito à função de regulação exercida pela mesma na gestão dos contratos, como avaliar, técnica e economicamente, os planos para execução na fase exploratória; fazer cumprir as exigências do contrato local; monitorar e auditar a execução dos projetos de cada fase exploratória; monitorar a auditar os custos e investimentos envolvidos no contrato de partilha de produção; verificar o cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural

⁷⁰ BLADES, Bryan W. *Production, Politics, and Pre-Salt: Transitioning to a PSC regime in Brazil*. Texas Journal of oil, gas and energy law, vol. 07, p. 47 e ss.

resultante do contrato de partilha; monitorar e auditar as operações, os custos, e comercializar o petróleo.

Com efeito, vê-se, claramente que muitas dessas funções já eram exercidas pela ANP na regulação dos contratos de concessão. Sendo assim, indaga-se a sobre a necessidade de criação de órgão da administração para exercer as mesmas funções que poderiam continuar sendo feitas pela ANP, ou até mesmo pelo MME e a Petrobras conjuntamente. Ademais, questiona-se a delegação de funções de regulação a uma pessoa jurídica de direito privado. O próprio STF já se manifestou no sentido de que é vedado o exercício de poder de polícia na regulação por pessoas jurídicas de direito privado⁷¹.

Além do que, recaí nítida a sobreposição de competências da PPSA com a ANP, quando se dispõe no art. 63 da Lei 12.351/2010, que enquanto a PPSA não for criada, suas função serão exercidas pela ANP.

Outra questão controvertida no âmbito da PPSA é a falta de responsabilização pelos riscos e custos enquanto agente de atividade econômica no contrato de partilha de produção. É o mesmo que dizer que a PPSA, embora indique o presidente e detenha 50% do comitê operacional, não se responsabilizará por qualquer risco que suas decisões venham a causar. Embora sejam comuns, nos contratos de petróleo, cláusulas que limitem a responsabilidade, que isentem o operador do consórcio de indenizar os demais parceiros, em caso de eventual responsabilidade civil, penal ou administrativa. O que ocorre nesses casos é que ele só responderá pela sua participação no consórcio. Em outras palavras, ele indenizará terceiros, porém não deverá indenizar seus pares. Não é o que ocorre no caso da PPSA.

Ora, o que se pretende é que todo o poder de decisão na exploração de uma atividade tão sensível, que envolve tantos riscos como a exploração de petróleo, esteja concentrado, nas mãos de quem, por lei, não assumirá qualquer parcela deste risco. Todos os prejuízos causados por suas decisões deverão ser arcados integralmente pelas outras empresas que constituírem o consórcio: a Petrobras e a empresa privada que houver vencido a licitação.

Denota-se, de fato, uma incongruência entre o papel de um órgão regulador e o papel de um gestor empresarial. Não pode o Estado pretender contratar com as OC e manter o poder de gestão sobre os investimentos privados. Cabe ao Estado à

⁷¹ STF, ADI 1717/DF, Rel. Ministro Sidney Sanches, Brasília, 7 de novembro de 2002.

normatização e regulação dessas atividades, devendo atuar mediante entidades reguladoras da Administração Pública, como a ANP. Antes de tudo, carece definir qual a função que se pretende reservar ao Estado e à iniciativa privada na exploração do Pré-sal.

4.3.4 Fundo Social do Pré-sal e desenvolvimento social

Conjuntamente ao sistema de partilha da produção foi instituído um Fundo Social, para gerir as receitas advindas do Pré-sal e de outras áreas estratégicas, visando proporcionar desenvolvimento e erradicar a pobreza, através da promoção de projetos que fomente melhorias na educação, saúde e meio ambiente. Isto é, almeja-se utilizar as receitas do óleo em prol do cumprimento de metas intergeracionais, como faz a Noruega, por exemplo.

5 CONCLUSÃO

Na realidade, o que se denotou com as descobertas do Pré-sal e o seu baixo risco exploratório e um petróleo de boa qualidade comercial, foi à inadequação do marco regulatório até então vigente para tratar desse novo bem energético que corresponde a uma reserva de estratégia mundial.

A implementação de um novo sistema de contratação para as regiões do Pré-sal não tem sido tarefa fácil, gerando calorosos debates acerca da atuação da Petrobras, da criação de uma nova empresa estatal, a PPSA, e do esvaziamento de competências da ANP em relação à gestão da PPSA, bem como da assunção de funções que lhe cabiam e voltaram às mãos da Presidência da República.

Com efeito, não há sobreposição entre os regimes de concessão e partilha de produção, na regulação do petróleo, que condicione a garantia de maior geração de receitas ou de desenvolvimento econômico e social, ambos os modelos contratuais são capazes de gerar as mesmas receitas para o governo.

Com efeito, o que se objetivou com a alteração do marco regulatório fora a obtenção de uma maior participação do Estado na ingerência das atividades, tanto na gestão quanto na comercialização do óleo, com o intuito de alavancar sua política industrial, controlar o ritmo da exploração e desenvolver a indústria petrolífera nacional. Tais fundamentos remanescem nítidos com a observância da retomada do controle de

certas competências, antes delegadas à agência reguladora, pela Presidência da República.

De toda sorte, ainda é cedo para apontar se a mudança de regime adotado para as áreas do pré-sal foi correta ou não, isso só poderá ser definido quando o primeiro contrato regido por este modelo exploratório entrar em vigor, somente neste momento, poderá perceber se a maior intervenção estatal e as diferenças na forma de remuneração do regime fomentarão o desenvolvimento social, através da transparência e do uso ético dos recursos advindos do pré-sal, além de ampliar e solidificar a indústria petrolífera, tornando o Brasil um novo *player global*.

REFERÊNCIAS

ARAGÃO, Alexandre dos Santos. *O princípio da eficiência*. Revista dos Tribunais, v. 830, p. 709, 2004, Doutrinas Essenciais de Direito Administrativo, v. 1, p. 553, Nov. 2012.

_____. Alexandre dos Santos. As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da Agência Nacional do Petróleo. *Revista Tributária e de Finanças Públicas*, v. 44, 2002, p. 171 e ss.

_____. Alexandre dos Santos. *Aspectos Constitucionaldo Projeto de Lei*, in: *CONTRATOS DE PETRÓLEO: Concessão & Partilha – Propostas e leis para o Pré-Sal*. IBP. Benício Biz. QUINTANS, Luiz Cezar P. (Coord.), 2011.

BLADES, Bryan W. *Production, Politics, and Pre-Salt: Transitioning to a PSC Regime in Brazil*. Texas Journal of Oil, Gas, and Energy Law, v. 7, p. 09. Disponível em: <<http://home.heinonline.org/>>. Acesso em: 15 jul. 2013.

BINDEMANN, Kirsten. *“Production Sharing Agreement: An Economic Analysis”*, publicadopor Oxford Institute of Energy Studies, 1999.

BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo*. Bain&Company, 2009, São Paulo.

BUCHÉB, José Alberto. *Direito do Petróleo: A regulação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*, Rio de Janeiro, Lumen Juris, 2007.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. ADI 3366, Relator (a): Min. Carlos Britto, Relator (a) p/ Acórdão: Min. Eros Grau, Tribunal Pleno, julgado em 16/03/2005, DJ 02-03-2007 PP-00026 EMENTA v.02266-02, p. 281.

DEUTSCHE bank, 2008. Disponível em: <https://www.db.com/turkey/docs/Annual_Report_2008_ENG.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2013.

GRAU, Eros Roberto, *A ordem econômica na Constituição de 1988*. Malheiros. São Paulo, 1999.

LEITE, Getúlio da Silveira e GUTMAN, José; “O Novo Marco Regulatório para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil”. In: *Direito do Petróleo e Gás – Aspectos Ambientais e Internacionais*. Santos: Leopoldinum, 2007.

LEMOS, Paulo Roberto Campos. “O pré-sal é nosso”. In: *Rumos do Brasil – Propostas para um país melhor*. Disponível em: <<http://www.rumosdobrasil.org.br/2009/12/01/o-pre-sal-e-nosso/>>. Acesso em: 11 jul. 2013. Cf. também, <<http://reise.com.br/reise/?q=node/99>>. Acesso em: 11 jul. 2013.

LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual*. Rio de Janeiro: Synergia, 2008.

MORAES, Alexandre. Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural. *Revista de Direito Constitucional e Internacional*. v. 36, RT, São Paulo, 2001.

PIRES, Paulo Valois, *A evolução do monopólio estatal do petróleo*, Rio de Janeiro, Lumen Juris, 2000.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Direito do petróleo: *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. 2. ed., Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

ROQUE, Gabriela Oliveira. *O novo marco regulatório para a exploração do Pré-sal*. (monografia apresentada a PUC-RIO como requisito à Licenciatura), 2012.

SILVA, Suzana Tavares da. *Direito de Energia*. Coimbra: Coimbra, 2011.

TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments – A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2. ed. Holanda: Klumer Law International, 2008.

TOMALSQUIM, Maurício Tiomno, PINTO JÚNIOR, Helder Queiroz (Org.) *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia. EPE, 2011. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008>. Acesso em: 15 jul. 2013.

Primeiro Leilão do Pré-sal ocorre no Brasil em outubro. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia-energia,governo-antecipa-primeiro-leilao-do-pre-sal-para-outubro-,154494,0.htm>>. Acesso em: 9 jun. 2012.

VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos; MARCOS, Rui Figueredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Faculdade de Direito de Coimbra. Instituto Jurídico. Coimbra, 2013.