



# PUC

DEPARTAMENTO DE DIREITO

## **O NOVO MARCO REGULATÓRIO PARA A EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL**

**GABRIELA OLIVEIRA BOGOSSIAN ROQUE**

**ORIENTADOR: FLAVIA DA COSTA LIMMER**

**2012.1**

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO –

PUC.RIO

RUA MARQUÊS DE SÃO VICENTE, 225 – CEP: 22451-900

RIO DE JANEIRO - BRASIL

# **O NOVO MARCO REGULATÓRIO PARA A EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL**

**por**

**GABRIELA OLIVEIRA BOGOSSIAN ROQUE**

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

Orientador: FLAVIA DA  
COSTA LIMMER

**2012.1**

*À Gianna, minha mãe e melhor amiga, por me mostrar  
que nunca é tarde para perseguir os meus sonhos.*

*Ao Gustavo, meu pai, por me provar diariamente a  
importância da família.*

*Ao Pedro, meu irmão, que em sua inocência e timidez,  
é exemplo de companheirismo e amizade.*

*Aos três, por serem a família que, apesar de não  
escolhida, não poderia ser mais perfeita.*

*Pela paciência, carinho e amor incondicionais.*

## AGRADECIMENTOS

À minha família: pai, mãe, irmão, avôs e avós pelo carinho e apoio.

Ao meu avô Newton, especialmente, um exemplo de vida e de superação, aquele quem sempre fomentou em mim os estudos e o trabalho.

Aos colegas e amigos do Schmidt, Valois, Miranda, Ferreira & Agel, pelos ensinamentos diários e por tornarem alegres os dias de trabalho.

Aos amigos de faculdade e companheiros de profissão, Diana, Mauri, Felipe, Thiago, Luma e Pri, que me acompanharam ao longo desses 5 anos e sem os quais esta jornada teria sido muito mais difícil.

À Bia, pela presença e carinho sempre constantes, e paciência com a minha ausência.

À Flavia, pela ajuda e orientação ao longo dos meses de execução deste trabalho.

## **RESUMO**

Este trabalho tem como objetivo analisar o novo modelo regulatório para a exploração de petróleo no Brasil, a ser aplicado para as áreas do pré-sal e áreas estratégicas. De modo a proporcionar um entendimento geral sobre a disciplina do petróleo no ordenamento jurídico brasileiro, inicialmente será realizada uma breve descrição histórica do tratamento legal dado a este hidrocarboneto, desde a época do Império até a Constituição de 1988. Após, será feita uma análise da flexibilização do monopólio da União sobre o petróleo, proporcionada em 1995 por emenda constitucional. Em seguida, a análise recairá sobre a descoberta do pré-sal e as motivações para a mudança do marco regulatório, explicando, em linhas gerais, os principais modelos adotados pelos países produtores de óleo. Prossegue-se analisando de forma detalhada as principais características do novo regime exploratório adotado. Por fim, serão levantadas algumas controvérsias acerca da constitucionalidade de certos dispositivos das novas leis.

## **PALAVRAS-CHAVE**

DIREITO DO PETRÓLEO – PRÉ-SAL – MONOPÓLIO – PETRÓLEO - CONCESSÃO – PARTILHA DE PRODUÇÃO – ANP – PPSA – PETROBRAS – MARCO REGULATÓRIO – ARTIGO 177 DA CONSTITUIÇÃO FEDERAL – EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9/95 – PROPRIEDADE DO ÓLEO – EXPLORAÇÃO – POLÍTICA ENERGÉTICA.

*“O Poder se transforma em influência quando há, efetivamente, capacidade de usá-lo e incorporá-lo nas atividades capazes de compreender os objetivos nacionais. A relação entre petróleo e poder é simples. O petróleo é energia; energia é riqueza; riqueza usada com fins políticos é o caminho para o poder.”*  
(Abdulaziz al-Sowayegh)

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>8</b>
<b>2. O PETRÓLEO NA CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988</b>	<b>11</b>
2.1. A CONSTITUIÇÃO DE 1988 E O MONOPÓLIO DA PETROBRAS	11
2.1.1. ANTECEDENTES	11
2.1.2. A CONSTITUIÇÃO FEDERAL E O ARTIGO 177 ANTES DA EMENDA	15
2.2. A EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 09 DE 1995 E A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO	18
<b>3. O CONTEXTO DA MUDANÇA DE MARCO REGULATÓRIO E AS POSSIBILIDADES ANALISADAS</b>	<b>22</b>
3.1. O CONTEXTO DA MUDANÇA	22
3.2. OS MODELOS EXPLORATÓRIOS CONSIDERADOS	24
3.2.1. A CONCESSÃO	25
3.2.2. A PARTILHA DE PRODUÇÃO	26
3.2.3. A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	27
3.2.4. AS JOINT VENTURES.	28
3.3. A DECISÃO DO GOVERNO E O PROCESSO LEGISLATIVO	29
<b>4. O MODELO BRASILEIRO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO</b>	<b>32</b>
4.1. O NOVO ARRANJO INSTITUCIONAL	32
4.2. PROPRIEDADE DO ÓLEO E SUA PARTILHA	35
4.3. O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E O MECANISMO DE CONTRATAÇÃO	38
4.4. AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	40
4.5. A INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO	43
4.6. QUESTÕES CONTROVERTIDAS DO NOVO MARCO LEGAL	46
4.6.1. A CONSTITUCIONALIDADE DA MUDANÇA DE REGIME	46
4.6.2. A POSIÇÃO PRIVILEGIADA DA PETROBRAS	49

4.6.3. AS FUNÇÕES E PRERROGATIVAS DA PPSA	54
<b>5. CONCLUSÃO</b>	<b>59</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>61</b>



## 1. INTRODUÇÃO

A história do petróleo no mundo, segundo registros, remonta a 4.000 a.C., no Oriente Médio, quando a exploração de óleo era feita a partir de exsudações, ou seja, brotamentos espontâneos do hidrocarboneto. Entretanto, foi só em 1859, com a técnica de perfuração de poços inventada pelo americano Edwin Laurentine Drake, conhecido como Coronel Drake, que a exploração de petróleo passou a ocorrer em volume mais significativo, possibilitando, então, o surgimento da indústria petrolífera.

Nos anos que se seguiram, o petróleo era considerado uma simples *commodity* controlada pelas Sete Irmãs, grandes empresas petrolíferas norte-americanas que determinavam o preço do insumo. O panorama só começou a se modificar em 1958 e 1959, quando estas companhias decidiram pela redução dos preços fixados e dos pagamentos de impostos, em decorrência de um excedente mundial na produção de petróleo, o que ocasionou uma drástica queda na receita dos países produtores<sup>1</sup>. Como reação, em 1960 foi criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), inicialmente composta por Venezuela, Irã, Arábia Saudita, Kuwait e Iraque, os quais, na época, eram responsáveis por 80% da produção mundial de petróleo<sup>2</sup>. A criação da OPEP reflete o início de um novo posicionamento dos países produtores, que começaram a efetivamente buscar meios de minimizar a onipotência das *majors* e garantir uma distribuição justa entre *players* e produtores das receitas advindas da exploração do óleo. Se no início estas tentativas foram em sentido defensivo, a partir de 1970 a OPEP começou a utilizar o insumo como arma estratégica. Assim é que, em 1973, 1979 e 1991 ocorreram os chamados choques do petróleo, que provocaram um aumento excessivo do preço do barril de óleo.

---

<sup>1</sup> BAUMFLEK, Imaly. O papel da OPEP no cenário internacional. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. p. 36.

<sup>2</sup> *Ibid.* p. 36.

No Brasil, o primeiro choque do petróleo, ocorrido em 1973, teve consequências negativas significativas. Sobre o tema, afirma Imaly Baumflek que “o resultado foi dramático: os preços dos derivados e da economia em geral dispararam e a dependência externa de petróleo pressionou a dívida pública interna e externa. O país, um gigante, via-se em apuros”<sup>3</sup>.

De modo geral, os choques do petróleo foram indispensáveis para a construção da ideia de que o petróleo, antes de ser uma *commodity*, é um insumo estratégico. A instabilidade política dos grandes produtores de óleo e as seguidas suspensões no fornecimento, aliadas às altas no preço do barril, alertaram aos países importadores de petróleo, dentre os quais o Brasil, da necessidade de se investir nas próprias reservas petrolíferas e de buscar fontes alternativas de energia.

A partir deste momento, o petróleo jamais deixou de ser considerado um bem altamente estratégico. O desenvolvimento da indústria no cenário internacional e nacional sempre esteve aliado à busca pela autossuficiência, de modo a proporcionar o abastecimento do mercado interno sem estar sujeito sobremaneira às oscilações decorrentes da instabilidade no Oriente Médio.

Atualmente, o cenário não é diverso. A descoberta de abundantes reservas petrolíferas na camada do pré-sal despertaram intensos debates acerca de como promover um maior aproveitamento destas áreas por parte do Governo Federal. Visualizou-se uma possibilidade totalmente nova para o país, cujas reservas sempre foram consideradas de alto risco exploratório. No pré-sal, acredita-se ser justamente o oposto: baixo risco e alto potencial produtivo. Com isto, o modelo de concessão, que garante ao particular a maior parte das receitas advindas da exploração, passou a ser contestado. A lógica utilizada passa pelo fato de que o regime de concessão é justificado pelo risco; teoricamente, na medida em que este é ínfimo, nada mais justo para o país produtor que participar de forma mais efetiva dos lucros

---

<sup>3</sup> Ibid. p. 49.

advindos da exploração, especialmente através da propriedade do óleo produzido.

Assim, optou-se pela alteração do modelo regulatório para as áreas do pré-sal, com o intuito claro de aumentar a participação governamental tanto na regulação das atividades quanto no compartilhamento do lucro. Tudo isso passa pela importância do petróleo como bem altamente estratégico no cenário internacional.

Ocorre, no entanto, que esta mudança, sem se adentrar no mérito de suas implicações e justificativas político-econômicas, deve também ser analisada sob um prisma jurídico, considerando o ordenamento brasileiro em sua plenitude.

Para proporcionar uma melhor compreensão da matéria, o presente trabalho foi dividido em três seções. Na primeira, será analisada a disciplina constitucional do petróleo, fazendo uma análise histórica sobre o tema até chegar à atual redação da Carta de 1988. Prossegue-se apresentando o contexto da mudança legislativa, o que compreenderá, ainda, uma abordagem dos modelos regulatórios considerados pelo Governo Federal para aplicação no pré-sal. Por fim, o estudo do novo modelo exploratório brasileiro será aprofundado, a partir da análise das novas leis que compõe o marco legal, sendo, ainda, debatidos alguns pontos cuja constitucionalidade vem sendo questionada.

## **2. O PETRÓLEO NA CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988**

### **2.1. A CONSTITUIÇÃO DE 1988 E O MONOPÓLIO DA PETROBRAS**

#### **2.1.1. ANTECEDENTES**

A história da indústria do petróleo no Brasil se iniciou, ainda que de forma superficial, durante a fase imperial, quando alguns particulares demonstraram interesse na exploração de hidrocarbonetos. Neste período, ao contrário do que ocorre atualmente, o petróleo era tratado, juridicamente, como um mineral. Na Constituição Federal de 1824, o sistema de propriedade e exploração do solo e do subsolo era o chamado sistema regaliano<sup>4</sup>, o qual se caracteriza pelo fato de que o Estado teria a faculdade de explorar diretamente ou através de terceiro os recursos minerais do subsolo, sendo que na segunda hipótese o faria mediante o recebimento de uma quantia fixa ou variável<sup>5</sup>. O sistema regaliano refletiria, portanto, o exercício da soberania pelo Estado<sup>6</sup>.

Esse sistema foi radicalmente alterado pela Constituição Federal de 1891 que adotou o regime de acessão em seu artigo 72, § 17, o qual prevê que “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 deste ramo de indústria”<sup>7</sup>. Como se pode depreender do dispositivo acima, a Carta Constitucional instituiu que solo e subsolo não seriam mais de propriedades distintas, conferindo-se ao proprietário da superfície também a propriedade do subsolo. Ao mesmo

---

<sup>4</sup> “Art. 179. (...) XXII - É garantido o Direito de Propriedade em toda a sua plenitude. Se o bem publico legalmente verificado exigir o uso, e emprego da Propriedade do Cidadão, será elle préviamente indenmisado do valor della. A Lei marcará os casos, em que terá logar esta unica excepção, e dará as regras para se determinar a indemnisação.” (grafia original), disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao24.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao24.htm), acesso em 16.mai.2012.

<sup>5</sup> PIRES, Paulo Valois. *A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000. p. 8.

<sup>6</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. 2ª ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003. p. 298.

<sup>7</sup> Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao91.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao91.htm). Acesso em 16.mai.2012.

tempo, entretanto, a mitigou-se o acessionismo na medida em que se previu a possibilidade de se restringir a propriedade das minas caso fosse de interesse para a indústria<sup>8</sup>.

No entendimento de Paulo Valois Pires, a adoção do acessionismo pela Constituição de 1981 foi fortemente influenciada pelo bem sucedido modelo norte-americano, que também adotava este regime. Por outro lado, ao transferir ao particular a livre iniciativa para exploração do petróleo, o governo brasileiro demonstrou a ausência de uma política governamental voltada para o desenvolvimento da indústria<sup>9</sup>.

Somente em 1934, com o advento da 3ª carta constitucional brasileira, o Estado, influenciado pelo papel destacado que o petróleo assumira no cenário internacional após a 1ª Guerra Mundial, uma vez que era o combustível principal, adotou uma postura mais ativa na exploração petrolífera, através da adoção do regime dominial da propriedade<sup>10</sup>, consubstanciado nos artigos 118 e 119 da Constituição de 1934<sup>11</sup>. O sistema dominial permanece até os dias de hoje e caracteriza-se por conferir ao Estado a propriedade sobre os recursos minerais e hídricos, cabendo a ele ou a terceiro mediante autorização ou concessão o seu aproveitamento.

Também é de se ressaltar a restrição imposta pelo §1º do mencionado artigo 119, que reservou exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil as autorizações e concessões para exploração dos potenciais hidráulicos e minerais. Tal restrição foi motivada pela posição estratégica do petróleo no cenário internacional, e seria

---

<sup>8</sup> PIRES, Paulo Valois. op. cit. p. 21.

<sup>9</sup> Ibid. p. 20 e 22.

<sup>10</sup> Ibid. p. 35.

<sup>11</sup>“Art 118 - As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial.

Art 119 - O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei.”

Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao34.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm). Acesso em 16.mai.2012.

mantida, ainda que posteriormente mitigada pela Constituição de 1946, até 1997, com a edição da Lei nº 9.478, em 1997<sup>12</sup>.

Ainda em 1934, através do Decreto nº 23.979, foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que teria como função principal a regulação da exploração minerária no país. À época, o DNPM também atuava como regulador das atividades relativas à indústria do petróleo, tendo em vista a inexistência de um órgão específico. Este panorama só começou a se modificar, ainda que a passos lentos, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), instituído pelo Decreto-Lei nº 395/1938, motivado pelo descobrimento de jazidas no poço de Lobato, na Bahia. A criação do órgão é, portanto, fruto de uma política nacionalista para o setor de petróleo (a independência econômica do país foi política central do Estado Novo): “criou-se o Conselho no bojo de uma legislação nacionalista absolutamente coerente, deu-se flexibilidade ao órgão, desligando-o o mais possível da máquina burocrática e foram ampliados os recursos disponíveis”<sup>13</sup>. Com o surgimento do CNP, a regulação das atividades de exploração petrolífera foram, então, transferidas do DNPM a este novo órgão, separando o petróleo dos demais recursos minerais.

Não obstante, por divisões políticas no interior do governo, a instituição do CNP foi insuficiente para promover um efetivo desenvolvimento da indústria, havendo registros de que, em 1943, “apenas 1% do consumo interno de petróleo era satisfeito pela produção dos poços que se encontravam sob a administração do CNP”<sup>14</sup>. A insatisfação com a produção nacional gerou inúmeros debates, consolidando-se dois posicionamentos distintos: de um lado, aqueles favoráveis à abertura da indústria ao capital estrangeiro (denominados “entreguistas” pela oposição),

---

<sup>12</sup> PIRES, Paulo Valois. op.cit. p. 41.

<sup>13</sup> DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. *A questão do petróleo no Brasil: uma história da PETROBRAS*. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1993. p. 25 e 26.

<sup>14</sup> PIRES, Paulo Valois. op. cit. p. 60.

e, de outro, aquele que terminou por lograr-se vencedor, que preconizava o monopólio estatal do petróleo, sob o famoso slogan “O petróleo é nosso”.

Diante deste cenário político, o governo de Getúlio Vargas, após inúmeras discussões em âmbito legislativo, promulgou a lei nº 2.004 de 1953, de cunho eminentemente nacionalista, que proporcionou duas importantes alterações no quadro político e legislativo da indústria petrolífera no Brasil.

A primeira alteração foi a criação da Petróleo Brasileiro S.A.(PETROBRAS), sociedade por ações controlada pela União e, na qual a participação por particulares sofreu inúmeras limitações pela lei. A segunda alteração foi a que definiu como monopólio estatal as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, hidrocarbonetos fluidos e gases raros, refinação de petróleo e transporte marítimo e por meio de conduto de petróleo bruto e seus derivados. Em seu artigo 2º, a lei determinou que o monopólio estatal seria exercido pelo CNP e pela recém criada PETROBRAS.

O monopólio da União para as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, consubstanciado na Lei nº 2.004, ganhou sede constitucional sob a ditadura militar. De fato, o artigo 162 da Constituição Federal de 1967 previa que “a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei”<sup>15</sup>. Assim, o monopólio para as demais atividades afetas à indústria do petróleo permaneceu previsto somente na legislação infraconstitucional.

Por fim, é de se destacar o período em que o Brasil adotou os chamados contratos de risco. Motivado pelo primeiro choque do petróleo em 1973 e as altas no preço do barril de petróleo que se seguiram, o governo brasileiro percebeu a importância em descobrir novas reservas e aumentar a produção interna de petróleo, já que até então o Brasil era um mero importador<sup>16</sup>. Assim, de 1975 a 1988, o governo adotou os contratos

---

<sup>15</sup> Constituição Federal de 1967. Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao67.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao67.htm). Acesso em 15.mai.2012.

<sup>16</sup> PIRES, Paulo Valois. op. cit. p. 94 e 95.

de risco, celebrados entre a PETROBRAS e grandes petrolíferas internacionais, as quais atuavam como prestadoras de serviços, numa tentativa de atrair investimentos estrangeiros para o desenvolvimento do setor. Tal medida foi muito contestada à época, especialmente pelos nacionalistas, sob a alegação de que os contratos de risco violariam o monopólio, sendo, portanto, inconstitucionais. Por outro lado, o governo contra argumentava no sentido de que tais contratos eram necessários, tendo em vista que a PETROBRAS não dispunha de recursos e tecnologia indispensáveis para o aumento da produção nacional<sup>17</sup>, além de defender que não haveria violação do monopólio, uma vez que a propriedade das reservas descobertas permaneceria da PETROBRAS, e esta continuaria a “deter poderes para exercer o controle e a fiscalização das atividades implementadas durante a vigência dos contratos”<sup>18</sup>.

De toda sorte, a execução de forma exclusiva pela PETROBRAS das atividades sob monopólio estatal foi mantida na Constituição de 1988 e na legislação infraconstitucional até a promulgação da Emenda Constitucional nº 09/95.

### **2.1.2. A CONSTITUIÇÃO FEDERAL E O ARTIGO 177 ANTES DA EMENDA**

À época da assembleia constituinte de 1987, a indústria internacional do petróleo passava por um período liberal, em que a tendência era a privatização das empresas estatais de petróleo. Este movimento, encontrado em países como Reino Unido, França, Alemanha, Espanha, Portugal, Argentina, Peru e Canadá, foi motivado pelo declínio dos preços do petróleo, até então controlados pela OPEP. Tais países também constataram que a falta de competidores no mercado impedira o desenvolvimento tecnológico das empresas estatais de petróleo (ou, como internacionalmente

---

<sup>17</sup> DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. op. cit. p. 132.

<sup>18</sup> PIRES, Paulo Valois. op. cit. p. 98.



se denomina, *National Oil Companies*, doravante NOC), além de resultar em pouca eficiência operacional<sup>19</sup>.

Não obstante, a redação original da Constituição Federal, promulgada em 05 de outubro de 1988, não apenas manteve o monopólio exclusivo da União Federal sobre as atividades relativas à indústria do petróleo, como também o reforçou, incluindo segmentos da indústria cujo monopólio antes só estava previsto na Lei nº 2.004. *In verbis*:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

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

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

Ademais, da leitura do artigo acima, identifica-se a proibição aos contratos de risco, na medida em que o antigo §1º vedava qualquer tipo de participação na exploração de jazidas por outros que não a União, excetuando-se a contraprestação devida aos Estados, Municípios e Distrito Federal, a título de *royalties*<sup>20</sup>.

Além da previsão do artigo 177, a CRFB/88 também inovou no sentido de prever em seu artigo 20, inciso IX, a titularidade da União sobre os recursos minerais (dentre os quais se considerou o petróleo), conferindo-lhes, portanto, o *status* de bem público. No sistema anterior estes recursos “não eram considerados bens públicos, cabendo à União administrá-los e

---

<sup>19</sup> FERREIRA, Antônio Luis de Miranda. A Demonopolização do Mercado. In: PIRES, Paulo Valois (Org.). *Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural II*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005. p. 30 e 31.

<sup>20</sup> Contudo, é de se ressaltar que o legislador constituinte conferiu proteção aos contratos já firmados para pesquisa de petróleo e que estavam em vigor quando da promulgação da Constituição por meio do artigo 45 do ADCT.

autorizar sua exploração, sem que deles fosse titular”<sup>21</sup>. Ainda, utilizando a classificação clássica de bens públicos (uso comum do povo, uso especial e dominicais), Alexandre de Moraes entende que os hidrocarbonetos são bens de uso especial, na medida em que têm uma destinação pública, conferida pela Constituição: exploração e aproveitamento de seus potenciais<sup>22</sup>.

Diante destas previsões, poder-se-ia pensar, a princípio, que a CRFB/88 foi dotada de cunho nacionalista e estatizante. Tal assertiva, entretanto, não prospera. De fato, a Carta de 88 tinha, sim, uma forte vertente liberal, consubstanciada, por exemplo, na elevação do princípio da livre iniciativa a fundamento da República Federativa do Brasil<sup>23</sup>, além de estar previsto, também, no artigo 170, que trata sobre os princípios da ordem econômica, dentre os quais estão a propriedade privada e a livre concorrência.

Outro tanto, o artigo 173 da CRFB/88 buscou restringir a intervenção direta do Estado nas atividades econômicas, determinando que, à exceção dos casos expressamente previstos da Constituição, a exploração direta de atividade econômica por parte do Estado estaria reservada a duas hipóteses, quais sejam, quando tal atuação for necessária à segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei<sup>24</sup>.

Dentro deste contexto eminentemente liberal, o monopólio da União para a execução de atividades relativas à indústria do petróleo representa

---

<sup>21</sup> TOLEDO, Gastão Alves de. "Aspectos do contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrado com a Agência Nacional de Petróleo - ANP". *Cadernos de Direito Constitucional e Ciência Política*. São Paulo: Revista dos Tribunais, n. 28, jul/1999. p. 2. Disponível em [www.revistadostribunais.com.br](http://www.revistadostribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012.

<sup>22</sup> MORAES, Alexandre de. "Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural". *Revista de Direito Constitucional e Internacional*. São Paulo: Revista dos Tribunais. Vol. 36, jul/2001. p. 1. Disponível em [www.revistadostribunais.com.br](http://www.revistadostribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012.

<sup>23</sup> "Art. 1º A República Federativa do Brasil, formada pela união indissolúvel dos Estados e Municípios e do Distrito Federal, constitui-se em Estado Democrático de Direito e tem como fundamentos:

(...)

IV - os valores sociais do trabalho e da livre iniciativa;"

<sup>24</sup> Para Eros Roberto Grau, a atividade econômica de que trata o artigo é a em sentido estrito, a qual, juntamente com os serviços públicos, compõe as chamadas atividades econômicas em sentido amplo. As atividades econômicas em sentido estrito são aquelas de titularidade do setor privado, devendo o Estado concorrer com o particular ou atuar em regime de monopólio, como ocorria na indústria do petróleo. V. GRAU, Eros Roberto. *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*. 7ª ed. Malheiros: São Paulo, 2002. p. 141 e MORAES, Alexandre de. op. cit. p. 2 e 3.

uma exceção à regra. A justificativa para tal previsão constitucional encontra-se, justamente, no imperativo da segurança nacional inserida no permissivo feito pelo próprio artigo 173.

Concluindo, nas palavras de Daniela Couto Martins,

A manutenção do monopólio estatal relativo ao exercício de determinadas atividades econômicas revela que a Constituição de 1988, apesar de ter cunho liberal, privilegiando a livre iniciativa como fundamento da República Federativa do Brasil e da ordem econômica, foi promulgada ainda sob a égide de valores nacionalistas remanescentes das Cartas anteriores, fundamentados na busca do desenvolvimento e da segurança nacionais e na importância do petróleo para o alcance de tais objetivos.<sup>25</sup>

## **2.2. A EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 09 DE 1995 E A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO**

A tendência liberal não tardou a alcançar diversos segmentos da indústria brasileira, o que ficou evidenciado com a promulgação da Lei nº 8.301 de 1990, o chamado Programa Nacional de Desestatização, pelo então presidente Fernando Collor de Mello. Embora as atividades afetas à indústria do petróleo não estivessem contempladas nesta lei, a privatização da PETROBRAS já era tema em pauta no Congresso Federal<sup>26</sup>. Nos anos que se seguiram até a edição da Emenda Constitucional nº 09/1995, a questão do monopólio das atividades petrolíferas ensejou diversos debates entre os neoliberais, que defendiam a quebra do monopólio com a privatização da PETROBRAS, e os nacionalistas, que desejavam a manutenção do monopólio. Por fim, no jogo político prevaleceu o meio termo, ocorrendo a quebra do monopólio, mas sem a privatização da PETROBRAS<sup>27</sup>.

---

<sup>25</sup>MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo* - Segundo o modelo constitucional brasileiro. Belo Horizonte: Fórum, 2006. p. 14.

<sup>26</sup> LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual*. Rio de Janeiro: Synergi, 2008. p. 66.

<sup>27</sup> Sem entrar no mérito da assertividade da opção legislativa pela não privatização da PETROBRAS, o fato é que na onda neoliberal uma das empresas que a ser privatizada foi a argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), em 1999, cujos resultados foram sabidamente insatisfatórios, senão péssimos. Como consequência, o governo argentino anunciou em 16 de abril a expropriação da petrolífera, controlada pela gigante espanhola Repsol, medida esta que foi confirmada pelo Congresso argentino em 04 de maio de 2012 e imediatamente promulgada pela presidente Cristina Kirchner (fonte: <http://epocanegocios.globo.com/Informacao/Acao/noticia/2012/05/argentina-nacionaliza-ypf-e-retoma-controle-legal-da-petrolifera.html>. acesso em

Inicialmente, é relevante destacar que a Emenda Constitucional nº 09/1995 insere-se em um contexto de verdadeira reforma constitucional baseada no neoliberalismo ocorrida a partir de 1995, “assinalando o desígnio de abertura da economia brasileira ao mercado e ao capitalismo internacional”<sup>28</sup>. A revisão do modelo de exploração da indústria do petróleo foi, portanto, uma dentre diversas mudanças proporcionadas pelo governo Fernando Henrique Cardoso<sup>29</sup>.

Do ponto de vista jurídico, a reforma do § 1º do artigo 177 também operou alterações significativas no panorama da indústria do petróleo e sua regulação.

Da fato, com a Emenda Constitucional nº 09/1995, o mencionado parágrafo passou a vigorar com a seguinte redação: “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”. Ocorre aqui uma situação nova para a indústria do petróleo brasileira, na medida em que se manteve o monopólio das atividades, visto que não se alterou o *caput* e os incisos do artigo 177, mas concedeu ao Poder Público a faculdade de exercê-lo por si (mantendo o modelo de exclusividade da PETROBRAS) ou por meio de contratação de empresas privadas.

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

---

[15.mai.2012](#)). O caminho trilhado pela PETROBRAS foi notoriamente oposto. Atualmente a estatal brasileira é referência internacional na exploração *offshore* de petróleo, sendo considerada a 5ª maior empresa de energia do mundo (fonte: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/>. Acesso em 15.mai.2012).

<sup>28</sup> GRAU, Eros Roberto. op. cit. p. 219.

<sup>29</sup> A saber, a reforma se iniciou com a Emenda Constitucional nº 05/1995, que alterou o artigo 25 de modo a admitir a concessão a particular dos serviços de gás canalizado, após, vieram, a Emenda Constitucional nº 06/1995 que permitiu a concessão de pesquisa e lavra de minerais fósseis à filial de empresa estrangeira, constituída sob as leis brasileiras, desde que com sede e administração no país, a Emenda Constitucional nº 07/1995 que permitiu o uso de embarcação de bandeira estrangeira na navegação de cabotagem e a Emenda Constitucional nº 08/1995, permitiu a privatização dos serviços de telecomunicações.

petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos por uma só empresa, ou, ainda, pela contratação com empresas estatais ou privadas. (grifos no original)<sup>30</sup>

Destarte, o que ocorreu, de fato, foi “a perda, pela Petrobrás, de exclusividade no exercício do monopólio estatal do petróleo”<sup>31</sup>, o qual, a partir de então, poderia (mas não era obrigatório que fosse) ser exercido por particulares contratados pela União (daí porque a expressão “monopólio de escolha”), bastando, para tanto, que fosse editada lei determinando o modelo de contratação a ser adotado.

Neste bojo, veio a Lei nº 9.478 de 1997 (“Lei do Petróleo”), que regulamentou o artigo 177 da Constituição Federal, estabelecendo que as atividades afetas à indústria do petróleo e do gás natural seriam exercidas pelos particulares em regime de concessão ou autorização, conforme a especificidade do setor explorado. Neste sentido, especificamente para as atividades de exploração e produção, que são tema deste trabalho, a lei determinou o regime de concessão como forma de exploração pela iniciativa privada<sup>32,33</sup>. No entendimento de Alexandre de Aragão, a justificativa para esta opção legislativa é que as atividades de exploração e produção pressupõem uma delimitação espacial da área a ser explorada, visto que não seria factível que diversos agentes explorassem, concomitantemente, uma mesma jazida<sup>34</sup>.

Além de dar operacionalidade e aplicabilidade ao novo artigo 177 da CRFB/88, tornando possível a efetivação da quebra do monopólio da PETROBRAS, a Lei do Petróleo também promoveu importantes alterações no quadro institucional da indústria do petróleo. A uma, revogou a Lei nº 2.004/53, retirando, portanto, todas as limitações impostas por este

---

<sup>30</sup> MORAES, Alexandre de. op. cit. p. 3.

<sup>31</sup> GRAU, Eros Roberto. op. cit. p. 220.

<sup>32</sup> Art. 23 da Lei 9.478/1997.

<sup>33</sup> Apenas a título de curiosidade, a lei determinou que as demais atividades (refino, importação, exportação e transporte marítimo ou por dutos) serão exploradas sob o regime de autorização, conforme artigos 53, 56 e 60 da Lei nº 9.478/1997.

<sup>34</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. “As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da Agência Nacional do Petróleo”. *Revista Tributária e de Finanças Públicas*. São Paulo: Revista dos Tribunais, vol. 44, mai/2002. p. 4. Disponível em: [www.revistadostribunais.com.br](http://www.revistadostribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012

instrumento normativo à participação de particulares no capital da PETROBRAS. Deste modo, a única restrição feita pela Lei do Petróleo vem prevista em seu artigo 62, o qual determina que a União deverá deter o controle acionário da companhia, com a posse de metade das ações com direito a voto mais uma. A duas, a lei criou Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP, que posteriormente teria sua nomenclatura alterada para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

O primeiro é um órgão de assessoramento da Presidência da República no que tange à formulação de políticas e diretrizes energéticas, de modo a, dentre outros, promover um melhor aproveitamento de recursos energéticos e assegurar o suprimento de energia de todas as regiões do país. A partir da mudança de marco regulatório para as áreas do pré-sal (tema a que se voltará adiante), o CNPE também passou a ser responsável por definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção e induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção. As funções do CNPE estão previstas no artigo 2º da Lei do Petróleo.

A ANP, por sua vez, é entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, que atua como órgão regulador da indústria do petróleo e outros hidrocarbonetos, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME)<sup>35</sup>, constituída com a finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis<sup>36</sup>. É, portanto, a agência reguladora do setor e, como tal, possui autonomia administrativa e financeira, de modo a assegurar a sua imparcialidade e independência. Ademais, detém função administrativa, normativa, fiscalizatória e sancionatória.

---

<sup>35</sup> Art. 7º da Lei nº 9.478/1997.

<sup>36</sup> Art. 8º da Lei nº 9.478/1997.

### **3. O CONTEXTO DA MUDANÇA DE MARCO REGULATÓRIO E AS POSSIBILIDADES ANALISADAS**

#### **3.1. O CONTEXTO DA MUDANÇA**

O que se convencionou chamar “Pré-Sal” são camadas rochosas situadas abaixo de uma faixa de sal na plataforma continental, sendo aquelas camadas situadas acima desta faixa de sal as chamadas “Pós-Sal”. Por estarem depositados abaixo do sal os sedimentos do pré-sal são mais antigos que o sal, sendo estimado que foram formados há cerca de 160 milhões de anos.

No Brasil, a descoberta de reservatórios de petróleo e gás natural na camada do pré-sal ocorreu em julho de 2006 pela PETROBRAS, operadora do Campo de Tupi, localizado da Bacia de Santos. Até então, a exploração em águas profundas e ultra-profundas só havia gerado a descoberta de óleo nas camadas do pós-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 km<sup>2</sup>, dos quais 41.772 km<sup>2</sup> já foram concedidos a particulares para exploração, enquanto os 107.228 km<sup>2</sup> restantes encontram-se sem concessão<sup>37</sup>.

De modo geral, os reservatórios do pré-sal encontram-se a cerca de 300 quilômetros da costa, a uma profundidade que varia de 5 a 7 mil metros. Além disso, a espessura da lâmina de água gira em torno de 1,5 a 3 mil metros, enquanto a camada de sal pode alcançar 2 mil metros<sup>38</sup>, o que representa um significativo desafio sob o ponto de vista técnico e operacional.

---

<sup>37</sup> Ministério de Minas e Energias. *Proposta de Modelo Regulatório do Pré-Sal*. 2009a, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/Apresentaxo\\_ministro\\_Pre-sal\\_Senado\\_10\\_09\\_2009.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Apresentaxo_ministro_Pre-sal_Senado_10_09_2009.pdf), acessado em 18.março.2012.

<sup>38</sup> Ministério de Minas e Energias, *PRÉ-SAL Perguntas e Respostas*. 2009b. p. 11, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10\\_outubro/Cartilha\\_prx-sal.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf), acesso em 17.março.2012.

Não obstante estas dificuldades, que encarecem em demasia as atividades de exploração e produção, o pré-sal ainda assim é de grande interesse para as empresas e para o governo brasileiro pelo fato de que o óleo dele extraído é de alta qualidade e de maior valor de mercado e, principalmente, pelos imensos volumes de petróleo acumulados no pré-sal. Trata-se de um binômio altamente atrativo: baixo risco exploratório e alto potencial produtivo. A título de exemplificação, ao final de 2010, o Brasil ocupava a 15<sup>a</sup> posição no ranking de países com maiores reservas de óleo comprovadas, com 14,2 bilhões de barris<sup>39</sup>. Entretanto, caso as expectativas do Governo Federal se comprovem, somente os campos já concedidos conseguiriam dobrar as reservas brasileiras, colocando o país dentre os dez maiores produtores de óleo do planeta<sup>40</sup>.

A perspectiva de crescimento exponencial das nossas reservas e a posição estratégica no cenário internacional que o Brasil irá 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. Segundo o Governo Federal, nas palavras do Ministro de Minas e Energias,

é preciso reconhecer que, nesse contexto, o modelo regulatório vigente não permite ao Governo promover uma gestão estratégica adequada das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de grande relevância para muitos setores econômicos relacionados ao setor petrolífero. Precisamos remover todos os obstáculos ao desenvolvimento pleno do País.<sup>41</sup>

Neste sentido, a primeira medida adotada pelo Governo Federal foi a retirada da 9<sup>a</sup> rodada de licitações de áreas de petróleo e gás natural 41 blocos localizados na província petrolífera do pré-sal. Isto foi feito por meio

---

<sup>39</sup> BP Statistical Review of World Energy (2011), disponível no endereço eletrônico <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>.

<sup>40</sup> Ministério de Minas e Energias, 2009b. op. cit. p. 8.

<sup>41</sup> Discurso do Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, no Ato de anúncio da proposta de um novo modelo regulatório para a exploração das jazidas do Pré-Sal – Centro de Convenções Ulysses Guimarães – Brasília/DF – 31/08/2009, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/PRx-SAL\\_DISC\\_MINISTRO\\_12h45.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/PRx-SAL_DISC_MINISTRO_12h45.pdf). Acesso em 17.março.2012.



da Resolução nº 6, de 08 de novembro de 2007, do CNPE, que requisitou à ANP a mudança no edital às vésperas da licitação, ocorrida no mesmo mês.

A isto seguiu a criação de uma comissão interministerial, em julho de 2008, para analisar as possibilidades de regime de exploração que poderiam ser porventura adotados para o pré-sal, dentre os existentes no cenário internacional (e que serão apresentados adiante). Após, a Comissão deveria sugerir ao Presidente da República as mudanças jurídico-regulatórias necessárias ao setor, de modo a permitir uma maior participação do Estado na exploração do pré-sal, proposta esta que foi finalizada em agosto de 2009<sup>42</sup>.

Por fim, ressalta-se que, vislumbrando a possibilidade de incrementar a participação estatal também em outras situações, a proposta foi no sentido de que o novo modelo regulatório não se limitasse às áreas do pré-sal, aplicando-se também às denominadas “áreas estratégicas”, caracterizadas por apresentarem um baixo risco exploratório e um elevado potencial de produção de óleo<sup>43</sup>. Tais áreas poderão estar localizadas em qualquer parcela do território nacional, e serão delimitadas pelo Poder Executivo Federal, após estudos técnicos elaborados pela ANP, analisados pelo Ministério de Minas e Energias e submetidos à avaliação do CNPE<sup>44</sup>.

### **3.2. OS MODELOS EXPLORATÓRIOS CONSIDERADOS**

A seguir, serão apresentadas, em linhas gerais, as principais características dos principais modelos exploratórios existentes e que foram objeto de consideração para composição do novo marco legal brasileiro.

---

<sup>42</sup> Ministério de Minas e Energias. 2009b. op. cit. p. 3.

<sup>43</sup> Conforme art. 1º e 2º, V da Lei nº 12.351/2010: “Art. 1º. Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas (...)” e “Art. 2º. (...) V – área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos”.

<sup>44</sup> Ministério de Minas e Energias. 2009b. op. cit. p. 11.

### 3.2.1. A CONCESSÃO

O modelo de concessão é o atualmente adotado pela Lei nº 9.478/1997, aplicável a todos os blocos já licitados e que permanecerá sendo aplicado nos blocos que não estejam no pré-sal, ou que sejam considerados áreas estratégicas.

As primeiras concessões para exploração de petróleo e gás natural, surgidas em 1920<sup>45</sup>, chamadas concessões tradicionais, caracterizavam-se, principalmente, por (i) conceder às empresas internacionais de petróleo (internacionalmente denominadas *International Oil Companies*, doravante designadas simplesmente “IOC”) imensas áreas para exploração, sem direito de desistência, (ii) por períodos extremamente longos (de 65 a 70 anos), sem possibilidade de revisão, (iii) garantindo às IOCs direitos exclusivos sobre todas as atividades relativas ao petróleo da área concedida, e de propriedade sobre as reservas, (iv) com pagamento reduzido de *royalties* por parte da IOC, sendo-lhe concedida isenção tributária, e (v) sem qualquer participação do governo local sobre a fixação dos preços<sup>46,47</sup>. Como se pode denotar das características acima listadas, os contratos tradicionais eram demasiadamente leoninos em favor das IOCs, com reduzida ingerência por parte dos países hospedeiros.

A partir do pós-guerra, uma série de mudanças aconteceram, motivadas pela insatisfação dos países produtores com este cenário, dentre as quais o surgimento do modelo moderno de concessão. Neste modelo, a propriedade das jazidas é do Estado, que concede ao particular, em regime de exclusividade, o direito de explorar o petróleo, o qual passará a ser de sua propriedade uma vez retirado do subsolo. Como contrapartida, o

---

<sup>45</sup> Segundo Alfredo Ruy Barbosa, “a história mais recente dos contratos de petróleo começa, de fato, com a famosa concessão outorgada pela antiga Pérsia (atual Irã), em 1920, ao cidadão inglês William Knox D’arcy” (cf. BARBOSA, Alfredo Ruy. *Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo*. In Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. Org. Paulo Valois Pires. Lumen Juris: Rio de Janeiro, 2002. p. 33).

<sup>46</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. op.cit.. p. 162.

<sup>47</sup> BARBOSA, Alfredo Ruy. 2002. op. cit. p. 33 e 34.

particular paga ao Estado uma taxa de arrendamento da área, *royalties* sobre a produção e impostos<sup>48</sup>.

Apesar da aplicação bem sucedida deste modelo de concessão pelo Estado brasileiro pelos últimos 15 anos, o governo, como já dito, optou por não utilizá-lo para as áreas do pré-sal e áreas estratégicas.

### 3.2.2. A PARTILHA DE PRODUÇÃO

O regime de partilha de produção surgiu na década de 60, na Indonésia, como uma forma de suavizar o desequilíbrio entre os países produtores e as IOCs, decorrentes dos primeiros contratos de concessão<sup>49</sup>. Estes contratos, como visto acima, previam grande liberdade para as IOCs, não dando ao país hospedeiro nenhuma ingerência na produção e na exploração das reservas petrolíferas.

Uma das formas encontradas para minimizar este desequilíbrio foi a instituição de um regime de exploração em que o óleo produzido é de propriedade do país hospedeiro, ao contrário do regime de concessão em que se atribui ao concessionário a propriedade da lavra. Desta maneira, o lucro com a atividade petrolífera é distribuído de maneira mais favorável ao Estado.

Nos contratos de partilha de produção

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.<sup>50</sup>

Neste modelo, o risco exploratório é integralmente assumido pelo contratado, que irá ser ressarcido somente quando houver descoberta

---

<sup>48</sup> RIBEIRO. 2003, op. cit. p. 162.

<sup>49</sup> BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídicos Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural*. 2009a. p. 232, disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 18.março.2012.

<sup>50</sup> TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (org.). *Marcos Regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2011. p. 34.

comercial. Após a cobertura destes custos, a produção é repartida entre o Estado hospedeiro e o particular (a isto se voltará adiante, em capítulo específico sobre o regime de partilha de produção brasileiro).

Atualmente, este modelo é aplicado em países como Nigéria, Azerbaijão, Líbia, Indonésia, Angola e Índia, dentre outros. Por outro lado, Rússia e Cazaquistão, à semelhança do Brasil, também adotam, ao lado da partilha de produção, o regime de concessão<sup>51</sup>.

### 3.2.3. A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

Neste modelo exploratório, o Estado detém o monopólio exclusivo, através ou não de uma empresa estatal, para a produção e exploração de petróleo e gás, mas celebra contrato de serviços com uma IOC para a realização da atividade de exploração. Assim, “a IOC é contratada como prestadora de serviço, podendo ou não receber sua remuneração em óleo”<sup>52</sup>. Neste modelo, portanto, a empresa não terá qualquer direito de propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos, devendo entregar toda a produção ao Estado.

Existem dois modelos de contratos de serviços: os puros ou os de risco (internacionalmente chamados de *Risk Service Contracts*). Nos primeiros, a empresa tem todos os seus custos reembolsados, recebendo, ainda, um valor relativo a uma taxa administrativa (“*fee*”)<sup>53</sup>. Desta maneira, o risco exploratório é do governo. Por outro lado, no modelo de contratos de risco, como o nome já sugere, ocorre a transferência do risco exploratório ao particular, de modo que este só será remunerado quando e se os campos entrarem em produção. Atualmente, Irã e México utilizam este segundo modelo.

Ainda, é relevante distinguir os contratos de serviço em que a IOC desempenha todas as funções de *upstream* (exploração e produção)

---

<sup>51</sup> Ministério de Minas e Energias. 2009a. op. cit.

<sup>52</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. op. cit. p. 164.

<sup>53</sup> TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. op. cit. p. 27.

daqueles em que são contratadas empresas para desempenhar serviços específicos e auxiliares, como sísmica, completação, perfuração e etc. Nesta segunda hipótese, normalmente o monopólio de exploração é de uma NOC e não do próprio Estado, e não se trata propriamente de um regime exploratório, mas sim da mera contratação de serviços necessários às atividades, o que ocorre independentemente de ser uma NOC ou uma IOC.

Por fim, como já dito, o Brasil passou por uma breve experiência de celebração de contratos de risco, entre as décadas de 1970 e 1980. Por estes contratos, a PETROBRAS transferia as atividades de exploração ao particular (junto com os riscos do empreendimento), mantendo para si o monopólio das atividades de produção, bem como a propriedade do óleo extraído<sup>54</sup>. Por outro lado, o particular seria reembolsado dos seus custos, tendo, também, o direito de adquirir certa quantidade de petróleo descoberto, até o limite de sua remuneração<sup>55</sup>.

#### **3.2.4. AS JOINT VENTURES.**

As *joint ventures* ou contratos de associação surgiram na mesma esteira dos demais contratos modernos, como forma de combater as concessões tradicionais e conferir aos Estados hospedeiros maior ingerência na produção e participação nos lucros. Este modelo prevê, como o nome sugere, uma associação entre o Estado produtor, através de sua NOC, e uma IOC, constituindo uma sociedade de propósito específico (SPE), que irá realizar as atividades de exploração e produção. A relação entre as partes é eminentemente contratual e societária, formalizada não por meio da assinatura de um contrato, como nos demais modelos, mas sim pelo registro dos atos constitutivos da SPE e demais documentos societários necessários<sup>56</sup>.

---

<sup>54</sup>PIRES, Paulo Valois. op. cit. p. 100.

<sup>55</sup> BARBOSA, Alfredo Ruy. 2002. op. cit. p. 39.

<sup>56</sup> BNDES. *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*

Segundo Marilda Rosado de Sá, as *joint ventures* são uma “modalidade de associação reexportada pelas IOCs de suas associações internas, para permitir também à estatal do país hospedeiro a participação nos riscos e nos resultados da operação petrolífera”<sup>57</sup>.

Destarte, neste modelo, o Estado, além desempenhar as tradicionais funções de regulação e fiscalização, é parceiro do particular, dividindo custos, riscos e receitas, na proporção de sua respectiva participação no empreendimento<sup>58</sup>. Em outras palavras, a propriedade da lavra será compartilhada na mesma proporção dos custos e riscos assumidos, sendo esta a única participação governamental neste modelo.

Atualmente, as *joint ventures* como regime exploratório só são adotadas pela Venezuela. Entretanto, estão previstas na legislação angolana, embora não sejam adotados, além de terem sido muito utilizadas na Nigéria entre os anos 1970 e 1990<sup>59</sup>.

### **3.3. A DECISÃO DO GOVERNO E O PROCESSO LEGISLATIVO**

Diante das possibilidades analisadas e da proposta da Comissão Interministerial, em 1º de setembro de 2009, o então Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva encaminhou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 5.940/2009 que, dentre outras providências, propunha a criação do Fundo Social, e cujo texto original não contemplava o regime exploratório a ser adotado. Isto foi objeto de um projeto de lei específico, o Projeto de Lei nº 5.938/2009. Além disso, também foram apresentados os Projetos de Lei nº 5939/2009, que dispunha sobre a criação de empresa pública, a PETRO-SAL (nome este que seria posteriormente alterado para Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A., a PPSA) e o Projeto de Lei nº 5941/2009, que tratava da

---

*petróleo e gás natural no Brasil*. 2009b. p. 26. disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 18.março.2012

<sup>57</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. op. cit. p. 163.

<sup>58</sup> TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. op. cit. p. 35.

<sup>59</sup> BNDES, 2009b. op. cit. p. 24

cessão onerosa de certos blocos do pré-sal à PETROBRAS e da capitalização da mesma.

Após ter sofrido emendas relativas às disposições sobre o Fundo Social durante sua tramitação na Câmara dos Deputados, o PL 5.940/2009 foi remetido ao Senado Federal em 3 de março de 2010, e apresentado como Projeto de Lei da Câmara nº 7. Paralelamente, o PL 5.938 foi remetido ao Senado e apresentado como Projeto de Lei da Câmara nº16 (PLC 16).

Em 15 de junho de 2010, por meio de Emenda Substitutiva do Senado incluiu no PL 5.940/2009 as disposições sobre o regime de partilha de produção, nos termos da Emenda nº 13-PLEN, originalmente constantes do PL 5.938/2009. Este substitutivo foi aprovado no Senado e encaminhado à Câmara que, em sessão de 1º de dezembro de 2010, concluiu pela sua constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa; pela adequação financeira e orçamentária; e, no mérito, pela aprovação do Substitutivo do Senado Federal ao Projeto.

Por fim, o PL 5.940/2009 deu origem à promulgação da Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010 (“Lei do Pré-Sal”), que institui o regime de partilha de produção para as áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, além de criar o Fundo Social. Além disso, foram promulgadas a Lei nº 12.304 de 02 de agosto de 2010, que autoriza a criação da empresa pública PPSA e a Lei nº 12.276 de 30 de junho de 2010 que autoriza a União a ceder onerosamente à PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal<sup>60</sup>.

Concluindo, tais leis constituem as bases do novo marco legal instituído para a exploração dos reservatórios petrolíferos do pré-sal. Como

---

<sup>60</sup> A Lei nº 12.276/2010 foi editada com o intuito de capitalizar a PETROBRAS, de modo a viabilizar os investimentos necessários à exploração das áreas do pré-sal, uma vez que a PETROBRAS será a operadora de todos os blocos. A capitalização se dará por meio da cessão onerosa, a qual já ocorreu, do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em 7 blocos do pré-sal: Tupi Sul, Tupi Nordeste, Florim, Guará Sul, Franco, Iara e Peroba (sendo este o de reserva). O direito à exploração destes blocos está limitado à produção de 5 bilhões de barris de petróleo.

já dito, a decisão do governo foi a de não limitar este novo modelo legal apenas às áreas do pré-sal, aplicando-o também às denominadas “áreas estratégicas”, as quais poderão estar localizadas em qualquer parcela do território nacional.



## **4. O MODELO BRASILEIRO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

Diante das possibilidades analisadas e acima descritas, o Governo Federal optou por um modelo misto, substituindo o regime de concessão pelo o de partilha de produção para a exploração e produção dos hidrocarbonetos acumulados nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, enquanto nas demais jazidas *onshore* e *offshore* não haverá mudança.

O novo regime será instrumentalizado por meio da assinatura de contratos de partilha de produção (ou, como internacionalmente se denomina, *Production Sharing Contract*, PSC, ou *Production Sharing Agreement*, PSA) entre a União e o particular. Embora mantidas as bases dos demais regimes de partilha de produção encontrados em outros países produtores de petróleo, o modelo brasileiro possui algumas peculiaridades que também serão objeto de análise neste tópico. Ressalte-se que, devido à falta de material doutrinário até agora produzido, este item será em grande parte baseado na Lei do Pré-Sal.

### **4.1. O NOVO ARRANJO INSTITUCIONAL**

O novo modelo, além de ser, evidentemente, distinto do anterior, também promoveu alterações significativas no arranjo institucional da indústria do petróleo, de modo a fortalecer a posição da Presidência da República na tomada de decisões e na regulação do setor. No período que se seguiu à edição da Lei 9.478/97 e a criação da ANP, a administração pública direta terminou por delegar inúmeros poderes e competências à agência reguladora, dentre os quais a outorga da concessão e a assinatura dos contratos, e, ainda, a regulação e fiscalização do concessionário. Tais poderes, associados com a independência funcional da ANP, inerente à sua natureza jurídica de autarquia especial, terminaram por fortalecer a

Agência. Agora, o movimento é contrário, com a retomada, pela Presidência, de competências anteriormente delegadas.

Neste sentido, além da alteração de algumas atribuições da ANP, do MME e do CNPE, a mudança mais evidente foi a idealização de uma nova empresa pública para atuar na exploração do pré-sal, a já mencionada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A., a PPSA, de capital a ser totalmente detido pela União Federal.

Como já dito em outra oportunidade, a criação da PPSA foi autorizada pela Lei nº 12.304/2010, a qual prevê, em seu artigo 1º, que

A PPSA terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

De modo a concretizar estes objetivos, a PPSA terá como prerrogativas, representar a União nos consórcios formados para a execução dos PSAs; compor os comitês operacionais que realizarão a administração do consórcio, indicando metade dos seus integrantes, dentre os quais o presidente do comitê; avaliar os planos exploratórios e fazer cumprir o conteúdo local no âmbito dos contratos; e monitorar e auditar a execução dos projetos exploratórios, assim como os custos e investimentos relacionados aos contratos<sup>61</sup>. Além disso, no que diz respeito à comercialização de petróleo e gás natural, a PPSA irá celebrar, em nome da União, contrato com agentes comercializadores, verificar o cumprimento, pelos contratados, da política de comercialização da União; e monitorar e auditar as operações os custos e os preços de venda dos hidrocarbonetos<sup>62</sup>. Adicionalmente, a PPSA irá analisar dados sísmicos fornecidos pelos

---

<sup>61</sup> Art. 4º, I da Lei 12.304/2010.

<sup>62</sup> Art. 4º, II da Lei 12.304/2010.

contratados e pela ANP<sup>63</sup> e representar a União nos procedimentos de individualização da produção na área do pré-sal<sup>64</sup>.

Neste diapasão, percebe-se claramente que o objetivo da criação da PPSA foi justamente aumentar a ingerência estatal nas atividades relativas à indústria de óleo e gás, indo além da simples regulação exercida pela ANP. Agora, o Governo Federal irá participar efetivamente da tomada de decisões na execução dos contratos de partilha de produção, tendo, inclusive, a palavra final em tudo que for decidido pelos comitês operacionais. Tendo isto em mente, Fábio Ulhôa Coelho entende que a PPSA somente tem aparência de empresa, mas sua lógica não é empresarial<sup>65</sup>. Trata-se, portanto, de um escritório criado para representar a União Federal e garantir os interesses do governo na execução dos PSAs.

No que diz respeito às funções dos demais órgãos da administração envolvidos no setor, percebe-se a instituição de uma hierarquia maior na tomada de decisões, o que igualmente reflete o desejo da Presidência da República em controlar de forma mais efetiva a exploração do pré-sal. Desta forma, caberá ao MME, baseado nos subsídios técnicos apresentados pela ANP, propor ao CNPE quais blocos serão ofertados e os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção. O CNPE irá, por sua vez, propor à Presidência quais blocos serão licitados e quais serão objeto de contratação direta da PETROBRAS, os parâmetros técnicos dos contratos, dentre outros. Por fim, caberá ao Presidente da República a decisão final quanto a estas questões. Ainda, é relevante destacar que, embora a ANP permaneça com a função de promover a licitação e elaborar os editais e minutas de contrato, quem irá celebra-los em nome da União é o MME, e não mais a Agência Reguladora.

---

<sup>63</sup> Art. 4º, III da Lei 12.304/2010.

<sup>64</sup> Art. 4º, IV da Lei 12.304/2010.

<sup>65</sup> Entendimento manifestado no II Seminário Brasileiro do Pré-Sal, promovido pela Advocacia Geral da União, realizado nos dias 11 a 13 de maio de 2011, no Rio de Janeiro ([http://www.agu.gov.br/sistemas/site/TemplateImagemTexto.aspx?idConteudo=152861&id\\_site=3](http://www.agu.gov.br/sistemas/site/TemplateImagemTexto.aspx?idConteudo=152861&id_site=3)).

#### 4.2. PROPRIEDADE DO ÓLEO E SUA PARTILHA

No modelo de partilha de produção não há mudança substancial no regime de propriedade do solo e do subsolo. Assim, há a manutenção do sistema dominial previsto na Constituição Federal, o qual confere ao Estado a propriedade dos recursos minerais (dentre os quais se colocam os hidrocarbonetos) antes de sua extração, em regime de monopólio. A grande mudança diz respeito à propriedade dos hidrocarbonetos após a sua extração, que passará a ser do Estado, ao contrário do modelo de concessão, pelo qual se transfere ao concessionário tal propriedade.

Portanto, na partilha de produção, o particular irá tão somente conduzir as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção do petróleo e do gás natural, assumindo função de contratado do poder público e não mais de concessionário, sem receber qualquer direito de propriedade sobre o produto da lavra.

Na qualidade de contratada, a empresa petrolífera (ou *Oil Company* – OC, que poderá ser uma empresa internacional, como a americana Chevron, ou nacional, como a brasileira PETROBRAS e a angolana Sonangol) irá assumir integralmente o risco exploratório. Isto quer dizer que a sua remuneração só ocorrerá caso o bloco explorado seja viável. Assim, caso seja feita descoberta comercial, o contratado terá direito à apropriação do *cost oil* e do *profit oil*, e, além disso, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos<sup>66</sup>. Por outro lado, na hipótese de não haver descoberta, o contrato encerra-se sem que o contratado faça jus a qualquer compensação financeira pelos investimentos realizados.

Tal compensação é o chamado custo em óleo ou *cost oil*, que pode ser conceituado como “os volumes de petróleo e gás natural cuja

---

<sup>66</sup> Lei nº 12.351/2010 Art. 2º, 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”.

titularidade é transferida à empresa contratada para fazer frente aos custos recuperáveis (custos de exploração, desenvolvimento, operação e abandono)”<sup>67</sup>. Em muitos casos, se estabelece um limite de recuperação de tais custos, o que não foi previsto, pelo menos em lei, no modelo brasileiro.

O cálculo do custo em óleo devido ao contratado deve levar em consideração alguns fatores:

(i) quais custos da multinacional poderão ser reembolsados; (ii) se juros ou algum bônus será acrescido sobre estes custos; (iii) como tais custos serão reembolsados (in natura ou em moeda, por exemplo); (iv) qual parcela caberá ao Estado hospedeiro durante o período de reembolso; (v) se royalties, bônus e tributos serão descontados de uma ou de ambas as partes e, finalmente, (vi) o que ocorre após a OC ter sido inteiramente reembolsada por seus custos exploratórios.<sup>68</sup>

No caso brasileiro, a Lei nº 12.351/2010 também não estabeleceu nenhum critério para o cálculo do custo em óleo, transferindo ao contrato de partilha de produção a responsabilidade por definir os exatos limites, prazos e condições relativos à remuneração da empresa contratada<sup>69</sup>.

Já o *profit oil* ou excedente em óleo, como a lei brasileira escolheu chamar, corresponde à parte da produção que excede o *cost oil*, e é repartida entre o Estado hospedeiro e a OC, em percentual predeterminado – daí o nome “partilha de produção”. Via de regra, nos primeiros anos de exploração, o *profit oil* será em valor reduzido, tendo em vista a necessidade de se remunerar a OC pelos custos incorridos. Após a recuperação dos investimentos, a parcela governamental de óleo tende a exceder a do particular<sup>70</sup>.

De forma semelhante ao que ocorreu com a definição do custo em óleo, também quanto ao valor do excedente em óleo o legislador deixou para o contrato a responsabilidade de determinar o percentual de divisão da

---

<sup>67</sup> TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. op. cit. p. 34.

<sup>68</sup> BNDES 2009a. op. cit. p. 239.

<sup>69</sup> Conforme art. 2º, II da Lei do Pré-Sal.

<sup>70</sup> TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. op. cit. p. 34.

produção, contrariando a experiência internacional, em que é comum que a lei determine a forma de divisão do excedente em óleo<sup>71</sup>.

A título de exemplificação, destacamos os seguintes critérios de partilha de produção do excedente em óleo, dentre os vários existentes: (i) percentual fixo de partilha, independente do volume de hidrocarbonetos produzido; (ii) partilha progressiva ou *sliding scales*, em que a parcela estatal aumenta à medida que a produção também aumenta; e (iii) partilha variável conforme a lucratividade das operações<sup>72</sup>. De modo geral, o regime a ser adotado variará conforme a necessidade de atração de investimentos estrangeiros por parte do país produtor seja maior ou menor<sup>73</sup>. Ou seja, quanto menor o risco exploratório e, conseqüentemente, maior a probabilidade de lucro do contratado, maior será a participação governamental. Por outro lado, caso o risco exploratório seja elevado, é preciso que o Estado hospedeiro reserve para si um percentual menor da produção, de modo a compensar para o particular o risco incorrido – a análise a ser feita é quanto a atratividade do investimento.

Percebe-se, portanto, que não há um padrão a ser, necessariamente, seguido. Assim, para os contratos de exploração do Pré-Sal, o critério para a partilha da produção será determinado caso a caso, cabendo ao MME, ouvida a ANP, propor ao CNPE tanto os blocos que serão objeto de licitação, quanto as condições de contratação de cada um deles. Conforme o artigo 15, III da Lei do Pré-Sal, o edital de licitação de cada bloco deverá descrever somente o percentual mínimo do excedente em óleo da União. Tal valor poderá ser ampliado nas propostas das empresas licitantes, o que faz parte do critério de julgamento das propostas, segundo previsão do artigo 18 da mesma Lei.

Por fim, o modelo brasileiro também prevê o repasse ao contratado de uma parcela do volume de óleo produzido equivalente ao valor dos

---

<sup>71</sup> LIMA, Paulo César Ribeiro. *Pré-Sal. O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. p. 49.

<sup>72</sup> BNDES. 2009a. p. 239.

<sup>73</sup> *Ibid.* p. 240.

*royalties* devidos, o que integrará a remuneração do contratado em caso de descoberta comercial. Tal tema será aprofundado no tópico 4.4 deste trabalho.

### **4.3. O CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E O MECANISMO DE CONTRATAÇÃO**

O instrumento jurídico pelo qual se operacionaliza a exploração das reservas petrolíferas neste regime é o contrato de partilha de produção, assinado entre o Estado produtor e a OC. Em alguns casos, o Estado hospedeiro delega à sua empresa estatal de petróleo a competência para firmar os PSAs com as IOCs. No modelo escolhido pelo nosso legislador, entretanto, será a União, por intermédio do MME, que irá firmar estes contratos.

A outra parte no contrato de partilha de produção, a qual assumirá a função de contratado, poderá ser definida de duas maneiras, segundo estipulado pelo legislador: contratação direta ou por procedimento licitatório. Na contratação direta, o Governo Federal firma o PSA para a exploração de certos blocos diretamente com a PETROBRAS. Isto irá ocorrer segundo proposição do CNPE à Presidência da República, “visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética”<sup>74</sup>. Trata-se, portanto, de uma decisão a ser tomada pelo Governo Federal de forma absolutamente discricionária, não havendo qualquer critério objetivo que balize os conceitos de “preservação do interesse nacional” e “objetivos da política energética”.

A outra maneira, como dito, é a contratação por meio de licitação, que ocorrerá na modalidade leilão, cujo critério de julgamento será a oferta de maior excedente em óleo para a União<sup>75</sup>. Entretanto, para os blocos do pré-sal e de áreas estratégicas, as condições de participação no leilão diferem daquelas das rodadas de licitação regidas pela Lei 9.478/1997. Para

---

<sup>74</sup> Art. 12 da Lei 12.351/2010.

<sup>75</sup> Art. 18 da Lei 12.351/2010.

os blocos cuja exploração se dará por meio de partilha de produção o legislador determinou que a PETROBRAS, nos casos em que não seja diretamente contratada, deve necessariamente participar do consórcio que irá firmar o PSA<sup>76</sup>, sendo-lhe, ainda, assegurada uma participação mínima não inferior a 30%, a ser determinada caso a caso<sup>77</sup>, e também o direito de operar todos os blocos<sup>78</sup>, ainda que outro consorciado possua participação superior.

Do exposto, é possível perceber a posição privilegiada dada à PETROBRAS pela União Federal, tanto em um quanto em outro caso. Tal fato que vem sendo alvo de diversas críticas e de questionamentos acerca da legalidade e da constitucionalidade destes dispositivos legais, o que será abordado no item 4.6.2.

O modelo brasileiro de contrato de partilha de produção possui, ainda, duas outras peculiaridades, que buscam dar à União maior ingerência nas operações dos blocos do pré-sal e das áreas estratégicas. A primeira delas, já abordada no item 4.1, diz respeito à criação de uma empresa pública, a PPSA, que será responsável pela gestão dos PSAs assinados pela União<sup>79</sup> e que deverá integrar o consórcio vencedor da licitação, quando for o caso, ou associar-se diretamente com a PETROBRAS, sempre representando os interesses da União na execução do contrato<sup>80</sup>. A formatação jurídica desta estatal não possui paralelo com nenhuma outra encontrada nos demais países produtores de petróleo.

A segunda peculiaridade é a necessidade de composição de um comitê operacional para a administração do consórcio<sup>81</sup>, que será composto por representantes da PPSA e dos demais consorciados, sendo que a primeira será responsável pela indicação de metade dos membros do comitê, dentre os quais o seu presidente<sup>82</sup>. Trata-se, portanto, de

---

<sup>76</sup> Art. 20 da Lei 12.351/2010.

<sup>77</sup> Art. 10, III, c da Lei 12.351/2010.

<sup>78</sup> Art. 4º da Lei 12.351/2010.

<sup>79</sup> Art. 2º da Lei 12.304/2010.

<sup>80</sup> Art. 21 da Lei 12.351/2010.

<sup>81</sup> Art. 22 da Lei 12.351/2010.

<sup>82</sup> Art. 23 da Lei 12.351/2010.



participante do contrato que não assumirá qualquer risco exploratório<sup>83</sup>, mas que possui voto de minerva sobre todas as decisões a serem tomadas no âmbito do consórcio, dentre as quais as operacionais, o que garante à União uma posição extremamente privilegiada, com ampla ingerência sobre as operações. Por conta destas atribuições delegadas à PPSA, também vem sendo suscitada a sua constitucionalidade, o que será aprofundado no item 4.6.3.

Por fim, é de se ressaltar que as principais cláusulas dos PSAs a serem assinados pelo Governo Federal estão previstas no artigo 29 da Lei do Pré-Sal, e, à exceção das condições características do regime de partilha de produção, descritas no item 4.2 acima, e de algumas peculiaridades do modelo brasileiro, conforme acima citado, são muito semelhantes às aquelas presentes nos atuais contratos de concessão. E não poderia ser diferente, visto que, em qualquer que seja o regime jurídico adotado, há determinadas etapas pelas quais as atividades de exploração e produção de petróleo devem, necessariamente, passar: (i) exploração; (ii) desenvolvimento; (iii) produção; e (iv) descomissionamento do poço. Assim, o PSA deverá prever um programa exploratório mínimo a ser seguido pelo contratado (inciso XII), o prazo de duração da fase de exploração (inciso XI), as garantias a serem prestadas (inciso III), os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado (inciso XV), o prazo de vigência do contrato, que não será superior a 35 anos (inciso XIX), dentre outros típicos de qualquer contrato para exploração de petróleo.

#### **4.4. AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS**

Atualmente, no regime de concessão o Estado brasileiro recebe do concessionário, além dos tributos: (i) o pagamento pela ocupação ou retenção de área; (ii) os royalties; (iii) as participações especiais; e (iv) o bônus de assinatura, sendo os dois primeiros obrigatórios, nos termos da

---

<sup>83</sup> Art. 8º, § 2º da Lei 12.351/2010.

lei<sup>84</sup>, e todos são regulados pelo Decreto nº 2.705/1998. Na definição de 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 gás natural a que se refere o §1º do art. 20 da CF/88. Tais participações têm 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.<sup>85</sup>

Enquanto os *royalties* são devidos mensalmente, as participações especiais, de caráter extraordinário, só existirão em caso de grandes volumes de produção ou de grande rentabilidade<sup>86</sup>, conforme critérios definidos pelo Decreto nº 2.705/1998.

Por sua vez, o bônus de assinatura é devido quando da assinatura do contrato de concessão, em montante ofertado pelo licitante, sendo que não poderá ser inferior ao valor determinado no edital de licitação<sup>87</sup>. Por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção de área será calculado por quilômetro quadrado concedido ou fração da superfície do bloco, e será pago anualmente.

No regime de partilha de produção a principal renda governamental com a exploração das reservas petrolíferas é a parcela da produção correspondente ao *profit oil*. Ainda, é unânime a tributação sobre as atividades e lucros da OC, sendo comumente adotado o imposto sobre a renda. Em alguns casos, embora não seja comum, encontra-se a cobrança de *royalties*, bônus e outras formas de participação governamental.

No caso brasileiro, o legislador optou por manter somente o bônus de assinatura e os *royalties* como rendas acessórias ao excedente em óleo<sup>88</sup>, excluindo qualquer possibilidade de incidência de participação especial por

---

<sup>84</sup> Art. 45 da Lei 9.478/1997.

<sup>85</sup> 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.

<sup>86</sup> Art. 50 da Lei 9.478/1997.

<sup>87</sup> Art. 46 da Lei 9.478/1997.

<sup>88</sup> Art. 42 da Lei 12.351/2010.

grandes volumes de produção<sup>89</sup>. Para ambas as formas de participação governamental, a lei fez questão de expressamente retirar estes custos incorridos pelo contratado do cálculo dos valores a ele devidos a título de *cost oil*, ou seja, tais quantias serão integralmente arcadas pelo contratado, que não fará jus a nenhuma remuneração por elas.

É de se ressaltar, ainda, que a Lei do Pré-Sal optou por manter o critério de partilha dos *royalties* atualmente aplicado para os demais blocos, previsto no Decreto nº 2.705/1998, a despeito da imensa discussão gerada pelas emendas propostas pelo deputado Ibsen Pinheiro e pelo Senador Pedro Simon. Em resumo, a “Emenda Ibsen” incorporou ao Projeto de Lei nº 5938/09 uma mudança no modelo de repartição dos *royalties*, de modo a dividir igualmente as receitas advindas da produção de óleo e gás entre Estados e Municípios produtores e não produtores. Posteriormente, estas mesmas disposições foram incluídas no PL 5940/2009 (o qual deu origem à Lei do Pré-Sal, como dito acima), por meio da emenda do Senador Pedro Simon.

Nos termos desta segunda emenda, o pagamento de *royalties* não mais seria devido diretamente aos Estados e Municípios produtores, mas sim a dois fundos especiais, na razão de 50% para cada. Estes valores seriam, então, repartidos entre todos os Estados e Municípios da federação, conforme critérios de repartição do Fundo de Participação dos Estados – FPE e do Fundo de Participação dos Municípios – FPM<sup>90</sup>. Este novo modelo de repartição de *royalties* seria aplicado tanto para as áreas sob o regime de partilha de produção quanto para aquelas sob o de concessão, inclusive para os contratos de concessão já firmados sob a vigência da Lei 9.487/97.

Devido à enorme relevância do tema e à importância que a receita advinda de *royalties* tem para os Estados e Municípios produtores, estas emendas geraram inúmeros debates e discussões acaloradas na Câmara, no

---

<sup>89</sup> Art. 44 da Lei 12.351/2010.

<sup>90</sup> Art. 64 do Projeto de Lei 5.940/2009.

Senado, e em outros tantos momentos. Entretanto, não se pretende com este trabalho reproduzir argumentos prós e contra esta proposição. Relevante é destacar que o artigo 64 do PL 5.940/2009, que continha os novos critérios de repartição de *royalties* foi vetado pelo Presidente da República, por meio da Mensagem nº 707, mantendo-se o modelo em vigor.

#### **4.5. A INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO**

A individualização da produção ou unitização ocorre

quando uma jazida de petróleo ou gás natural se estende por dois ou mais blocos contíguos, cujos direitos de exploração e produção pertencem a concessionários diferentes (...). Devido à característica migratória do petróleo e do gás natural, os hidrocarbonetos inicialmente situados num bloco fluirão e serão produzidos através de um poço perfurado num bloco contíguo.<sup>91</sup>

No nosso ordenamento, o conceito de individualização da produção apareceu pela primeira vez no artigo 27 da Lei do Petróleo, que, de forma superficial, regulou a matéria da seguinte maneira: “quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção”. Ainda de forma muito simplificada, em seu §1º delegou competência à ANP para, em caso de desacordo entre as partes e com base em laudo arbitral, determinar como seriam divididos os direitos e obrigações de cada parte sobre os blocos sujeitos à unitização.

Como se pode depreender da análise da norma citada, a técnica adotada pelo legislativo à época foi não regular de forma exaustiva a matéria, muito provavelmente, presume-se, por ausência de conhecimento e de experiência no assunto tendo em vista que até então as atividades de exploração e de produção de petróleo e de gás natural eram exercidas em regime de exclusividade pela PETROBRAS, que, como única operadora, não chegou a enfrentar a questão da individualização da produção.

---

<sup>91</sup> BUCHEB, José Alberto. 2007. op. cit. p. 183.

A Lei do Pré-Sal alterou, no inciso IX, do seu artigo 2º, a definição legal de individualização da produção, que passou a ser entendida como:

procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

Além disso, a lei foi ainda mais detalhada, dedicando um capítulo aos procedimentos a serem adotados, os quais dependerão de regulamentação a ser expedida pela ANP e ainda de diretrizes a serem estabelecidas pelo CNPE. Este regulamento, previsto nos artigos 33 a 41 desta lei revogou o artigo 27 da Lei do Petróleo, de modo que qualquer hipótese futura de unitização, sendo ela nos blocos sob regime de concessão ou de partilha de produção, deverá ser regulada pela Lei do Pré-Sal, conforme interpretação do artigo 33 desta lei<sup>92</sup>.

Assim, a lei, em seu artigo 36, é clara em afirmar que nos casos em que blocos do pré-sal ou de áreas estratégicas se estendam sobre outros ainda não explorados, a União, representada pela PPSA, celebrará acordo de individualização da produção com os interessados, que vinculará o futuro contratado a adotar o regime de partilha de produção.

Questão interessante é a prevista no § 2º do mesmo artigo, o qual dispõe que o regime de exploração e produção a ser adotado nas áreas do pré-sal e áreas estratégicas será o de partilha de produção, independentemente do regime vigente nas áreas adjacentes. Isto quer dizer que, no caso das áreas do pré-sal já licitadas sob concessão, como, por exemplo, o campo de Tupi, em que se identifique que um bloco se estende a

---

<sup>92</sup> “Art. 33. O procedimento de individualização da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.” (grifou-se). Ora, na certeza de que não haverá bloco concedido sob regime de partilha da produção, entende-se que o bloco só poderia ser concedido, em regime de concessão. Portanto a lei admite a individualização da produção tanto entre blocos explorados sob o regime de concessão e aqueles contratados em regime de partilha da produção. Além disso, o art. 35 expressamente admite que “o acordo de individualização da produção indicará o operador da respectiva jazida”. Neste caso, se não houvesse a previsão do regime de concessão e sim somente da partilha da produção, os termos do artigo mencionado se tornariam letra morta, já que a PETROBRAS será operadora única nos contratos a serem firmados em regime de partilha da produção.

outro, o regime a ser adotado pelo futuro contratado (da área ainda não licitada) será, necessariamente o de partilha de produção.

Outra questão que deve ser levantada é que, não obstante a revogação do artigo 27 da Lei do Petróleo, as novas regras para a unitização da produção previstas na Lei do Pré-Sal não se aplicam aos contratos celebrados sob a vigência da lei anterior. Esta interpretação pode ser feita à luz dos princípios da segurança jurídica e da vinculação ao instrumento convocatório.

Com efeito, o inciso XXXVI, do artigo 5º da CF assegura a proteção ao direito adquirido, ao ato jurídico perfeito e à coisa julgada dos efeitos de todas as leis e atos normativos, inclusive as leis de ordem pública. E, ainda, o artigo 41 da Lei 8.666/1993, aplicada subsidiariamente às licitações para concessão da exploração de blocos de petróleo, prevê que “a Administração não pode descumprir as normas e condições do edital, ao qual se acha estritamente vinculada”.

Com relação à proteção do artigo 5º, inciso XXXVI da Constituição Federal, o Supremo Tribunal Federal (STF) já se manifestou no sentido de que

A possibilidade de intervenção do Estado no Domínio Econômico não exonera o Poder Público do dever jurídico de respeitar os postulados do ordenamento constitucional, notadamente os princípios que se revestem de um claro sentido de fundamentalidade, como o que tutela a intangibilidade do ato jurídico perfeito.<sup>93</sup>

Por outro lado, pelo princípio da vinculação ao instrumento convocatório, o edital pode ser considerado lei entre as partes, subordinando tanto a Administração quanto os administrados às regras ali estabelecidas, de forma a garantir a moralidade e impessoalidade administrativa e, por consequência, a segurança jurídica<sup>94</sup>. Deste modo, os

---

<sup>93</sup> STF, AI 248563 SP- Rel. Ministro Celso de Mello, Brasília, 12 mai. 2000.

<sup>94</sup> Nesse sentido, a doutrina é unânime em relação à obrigatoriedade de vinculação do contrato ao ato convocatório. Ao comentar o tema, Marçal Justen Filho, explica que: “O contrato administrativo filia-se ao ato que lhe deu origem. Haja ou não licitação formal, o contrato é produto dos atos anteriores que lhe dão determinada configuração. Por isso, todo o contrato deve ser interpretado em consonância com o ato convocatório da licitação (...). Lembre-se que a minuta do contrato deve constar como anexo ao ato convocatório, o que significa inclusive a redução de

contratos de concessão firmados antes da vigência da Lei do Pré-Sal estão subordinados aos termos do respectivo edital, não podendo a Administração escusar-se de cumpri-los por ato superveniente de sua autoria.

Desta maneira, conclui-se que a unitização da produção nos contratos já em execução será aplicada conforme a norma prevista no contrato e no respectivo edital, ainda sob a égide da Lei do Petróleo, enquanto que os contratos futuros, tanto de concessão quanto de partilha de produção, seguirão o previsto na Lei do Pré-Sal.

#### **4.6. QUESTÕES CONTROVERTIDAS DO NOVO MARCO LEGAL**

A mudança no marco legal proporcionada pela criação de um amplo arcabouço regulatório para o pré-sal vem suscitando alguns questionamentos quanto a legalidade e a constitucionalidade de algumas de suas previsões. Neste tópico, abordaremos três pontos cuja legalidade foi questionada, quais sejam, a mudança de regime exploratório, a garantia pelo Governo Federal de uma posição eminentemente privilegiada à PETROBRAS frente às demais empresas petrolíferas e a função reguladora da empresa estatal PPSA.

##### **4.6.1. A CONSTITUCIONALIDADE DA MUDANÇA DE REGIME**

A primeira questão discutida no meio jurídico acerca o novo marco legal para a exploração do pré-sal trata-se da alteração do regime em si, ou seja, a mudança do regime de concessão para o de partilha de produção. Questiona-se se o modelo de concessão teria sede constitucional, o que implicaria na necessidade de edição de emenda constitucional para a sua alteração, ou se basta lei ordinária para tanto. A questão, portanto, deve ser analisada sob o prisma da nova redação do artigo 177, a qual previu a

---

autonomia na elaboração do instrumento a ser concretamente firmado entre as partes” (JUSTEN FILHO, Marçal. *Comentários a Lei de Licitações e Contratos Administrativos*. São Paulo: Dialética, 2009. 13ª ed, p.686).

possibilidade de contratação de particulares pelo Poder Público para a exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos.

A posição que vem prevalecendo é a que prega a constitucionalidade da mudança de regime por meio da Lei nº 12.351. Segundo este entendimento, a Emenda Constitucional nº 9 flexibilizou o monopólio estatal sobre as atividades petrolíferas, permitindo à União determinar o modelo a ser adotado, sendo esta uma opção legislativa, na medida em que o artigo 177 é expresso em afirmar que a União poderá contratar com particulares, “observadas as condições estabelecidas em lei”, sem, entretanto, determinar qual seria a forma de contratação. Ou seja, não há, na Constituição, qualquer determinação no sentido de que a concessão seria a forma a ser obrigatoriamente adotada para a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos.

Neste sentido foi o posicionamento do então Ministro do STF, Eros Roberto Grau, por ocasião do julgamento da ADI nº 3.273, ajuizada pelo Governador do Estado do Paraná contra diversos dispositivos da Lei do Petróleo. Entendeu o douto magistrado que “a opção pelo tipo de contrato a ser celebrado pela União e as empresas é, sem dúvida, opção política”<sup>95</sup>. Foi este o entendimento que prevaleceu naquela Egrégia Corte na ocasião, razão pela qual Marcos Juruena Villela Souto afirmou que “não se pode vislumbrar que o Eg. STF tenha reconhecido, de forma expressa, sede constitucional às concessões de petróleo e gás”<sup>96</sup>.

Por outro lado, a argumentação daqueles que entendem ser a concessão o modelo constitucionalmente imposto é baseada no voto do ex-Ministro Carlos Ayres Britto na mesma ADI acima citada. Neste sentido, alegam que, uma vez retirado o monopólio da PETROBRAS pela Emenda Constitucional nº 9, a disciplina do petróleo cairia na regra geral prevista no

---

<sup>95</sup> STF, ADI 3273-9 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 16 mar. 2005. Item 18, p. 20 – 21.

<sup>96</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. Propostas Legislativas de Novo Marco Regulatório para o Pré-Sal. In: ARAGÃO, Alexandre dos Santos (Org.). *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011. p. 363.



artigo 176, o qual trata da exploração de recursos minerais e potenciais hidráulicos, conforme abaixo:

Art. 176. 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.

§ 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. (grifou-se)

A dicção do artigo e seu parágrafo 1º supracitados indica que a concessão é o modelo a ser adotado para a exploração de minerais e recursos hidráulicos, o que seria, por consequência, extensivo ao petróleo e gás natural. Ademais, o mesmo artigo prevê que é garantido ao concessionário o produto da lavra – o que é característica do modelo de concessão, como demonstrado no item 3.2.1 acima. Ora, a mudança para o regime de partilha de produção afrontaria ambas as determinações do artigo 176, na medida em que estaria, por óbvio, substituindo a concessão pela partilha de produção, ao mesmo tempo em que afetaria a propriedade do petróleo produzido, uma vez que na partilha de produção o produto da exploração é de propriedade da União e não mais do particular.

Tal entendimento, entretanto, em que pese tenha sido defendido pelo ex-Ministro Carlos Ayres de Britto, não prosperou à época do julgamento da ADI 3273, tendo o ex-Ministro Eros Grau exarado manifestação no sentido de que o artigo 176 não se aplicaria ao petróleo e ao gás natural, visto que existiria previsão específica sobre o mesmo (é o princípio da especialidade, segundo o qual a lei especial prevalece sobre a geral). Sendo assim, apenas no que tange à exploração de hidrocarbonetos, a regra seria a do artigo 177 e não do 176, o que, como já dito, implicaria na conclusão de que cabe ao legislador ordinário determinar o regime de exploração.

Não obstante, é relevante destacar o posicionamento de Marcos Juruena Villela Souto, para quem a inconstitucionalidade está não na possibilidade ou não de alteração do regime com base em uma interpretação literal da Carta constitucional, mas sim na proporcionalidade, segurança jurídica e adequação da medida para atingir aos fins almejados pela lei<sup>97</sup>. Assim, conclui que:

O que é grave é a insegurança que surge com a mudança de marcos num cenário que envolve vultuosas quantias e emprego de tecnologias e pesquisas sofisticadas, com retorno em prazos longos. A decisão de investir num cenário como esse exige uma maior estabilidade. Considerando que a EC nº 9/95 criou um novo cenário jurídico para as atividades econômicas, num contexto de flexibilização dos monopólios e estímulo à competição, até mesmo uma emenda constitucional prevendo o retorno a um modelo estatizante poderia ser repudiável sob o aspecto da segurança jurídica.<sup>98</sup>

#### 4.6.2. A POSIÇÃO PRIVILEGIADA DA PETROBRAS

O novo marco regulatório do pré-sal trouxe, indiscutivelmente, alguns benefícios e prerrogativas à PETROBRAS, já listados acima: a possibilidade de sua contratação direta para exploração de blocos e a participação mínima de 30% em qualquer consórcio a ser constituído e contratado sob o regime de partilha. Não se pode olvidar, ainda, a cessão onerosa à PETROBRAS de diversos blocos do pré-sal não licitados, com o intuito de capitalizar a empresa, conforme previsto na Lei nº 12.276/2010<sup>99</sup>. Tais disposições serão analisadas à luz de princípios de direito, tais como a isonomia, a livre concorrência e a autonomia da vontade.

O princípio da isonomia, um dos corolários do nosso direito constitucional, vem previsto no *caput* do art. 5º da CRFB/88, nos seguintes termos: “todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza”.

<sup>97</sup> Para o autor, quando comentou sobre os projetos de lei enviados ao Congresso Nacional, o novo modelo “se submete a um controle de constitucionalidade que não se limita ao exame da sede constitucional do modelo de concessão” (SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. p. 365).

<sup>98</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. p. 366.

<sup>99</sup> “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.”

Tal dispositivo deve ser interpretado no sentido de que todos aqueles na mesma situação fática devem ser tratados de igual maneira, sem qualquer forma de distinção. A *contrario sensu*, aqueles em situações distintas merecem também um tratamento diferenciado, de modo a diminuir as diferenças. Em outras palavras, trata-se de tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida de sua desigualdade.

Por outro lado, os princípios da livre iniciativa e da livre concorrência constituem bases da ordem econômica brasileira, prevista nos artigos 170 a 181 da CRFB/88. O primeiro, além de estar contido no *caput* do artigo 170, também tem sede constitucional no artigo 1º, IV, constituindo, portanto, fundamento da República Federativa do Brasil. A livre iniciativa pressupõe uma liberdade de exploração de atividades econômicas que não pode sofrer qualquer tipo de limitação, senão em virtude de lei<sup>100</sup>. Neste sentido, Eros Grau apresenta um conceito amplo da livre iniciativa, conforme se segue:

*A livre iniciativa, ademais, é tomada no quanto expressa de socialmente valioso; por isso não pode ser reduzida, meramente, à feição que assume como liberdade econômica, empresarial (isto é, da empresa, expressão do dinamismo dos bens de produção); pela mesma razão não se pode nela, livre iniciativa, visualizar tão-somente, apenas, uma afirmação do capitalismo. Assim, livre iniciativa é a expressão de liberdade titulada não apenas pelo capital, mas também pelo trabalho. (grifos no original)*<sup>101</sup>

A livre concorrência, por sua vez, é uma das feições da livre iniciativa, e se caracteriza por conferir aos agentes do mercado um ambiente de liberdade para a disputa de posição no mercado<sup>102</sup>. Entretanto, tal liberdade deve ser controlada, da mesma maneira que a livre iniciativa, de modo a coibir práticas que visem eliminar a concorrência e dominar mercados, implantando uma injusta superioridade de um agente sobre o

---

<sup>100</sup> GRAU, Eros. Op. cit. p. 247.

<sup>101</sup> GRAU, Eros. Op. cit. p. 256.

<sup>102</sup> Neste sentido, Eros Grau assevera que “a livre concorrência, no sentido que lhe é atribuído – ‘livre jogo das forças de mercado, na disputa de clientela’ –, supõe desigualdade ao final da competição, a partir, porém, de um quadro de igualdade jurídico-formal. Essa igualdade, contudo, é reiteradamente recusada, bastando, para que se o confirme, considerar as disposições contidas nos art. 170, IX, no art. 179 e nos §§ 1º e 2º do art. 171.” Ibid. 251 p

outro<sup>103</sup>. Trata-se, portanto, de uma limitação à liberdade de se adotar determinadas práticas de mercado, com vistas a proteger, justamente, a livre concorrência.

Transpondo estes conceitos para o caso em tela, surge a discussão acerca da constitucionalidade dos dispositivos legais do novo marco regulatório que privilegiam a PETROBRAS, em detrimento das demais empresas petrolíferas privadas, ou seja, seria lícito ao legislador ordinário, considerando o princípio da isonomia, da livre iniciativa e da livre concorrência estipular benefícios à PETROBRAS?

Marcos Juruena Villela Souto entende que, não obstante seja a PETROBRAS uma sociedade de economia mista, ela deve se sujeitar às normas de direito privado. Para corroborar tal entendimento, o jurista cita o conteúdo do artigo 173, § 2º da CRFB/88, que proíbe benefícios fiscais exclusivos às sociedades de economia mista e empresas públicas, só permitindo tais benefícios caso sejam extensivos ao setor privado<sup>104</sup>, o que seria um reflexo dos princípios da livre iniciativa e da livre concorrência.

Ademais, é cediço na jurisprudência do STF que só são detentores de privilégios aquelas entidades que desenvolvam um serviço público ou explorem um monopólio legal<sup>105</sup>, agindo em regime de exclusividade, caso em que tais privilégios lhe seriam naturalmente conferidos em decorrência desta posição. Neste sentido, a manifestação do STF por ocasião do julgamento da ADPF 46, em que se reconheceu que a Empresa Pública de Correios e Telégrafos desempenha serviço público, e não atividade econômica em sentido estrito, razão pela qual detém privilégio postal (como delegatária da União):

A atividade econômica em sentido amplo é gênero que compreende duas espécies, o serviço público e a atividade econômica em sentido estrito, empreendida por agentes econômicos privados. A exclusividade da prestação dos serviços públicos é expressão de uma situação de privilégio..<sup>106</sup>

---

<sup>103</sup> A proteção é conferida na própria CRFB/88, no art. 173, §4º, e na Lei nº 12.529/2011.

<sup>104</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. p. 373.

<sup>105</sup> Era o caso da PETROBRAS até a promulgação da Emenda Constitucional nº 09/95.

<sup>106</sup> STF, ADPF 46-7 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 05 ago. 2009.

Ora, considerando que não há mais o monopólio sobre a atividade de exploração do petróleo e do gás natural, para que se admita que a PETROBRAS faça jus a qualquer forma de privilégio legal, é preciso caracterizar a sua natureza de prestadora de serviço público. Caso contrário, deverá atuar em regime de competição com as demais empresas petrolíferas. Entretanto, o STF também já se manifestou quanto ao tema no julgamento da já mencionada ADI 3273, afirmando que a PETROBRAS se sujeita ao regime jurídico das empresas privadas, por desempenhar atividade econômica em sentido estrito:

A Petrobras não é prestadora de serviço público. Não pode ser concebida como delegada da União. Explora atividade econômica em sentido estrito, sujeitando-se ao regime jurídico das empresas privadas [§ 1º, II, do art. 173 da CB/88]. Atua em regime de competição com empresas privadas que se disponham a disputar, no âmbito de procedimentos licitatórios [art. 37, XXI, da CB/88], as contratações previstas no § 1º do art. 177 da Constituição do Brasil.<sup>107</sup> (grifou-se)

Diante destas premissas, torna-se mais fácil analisar caso a caso as vantagens trazidas pelo novo marco legal do pré-sal para a PETROBRAS.

A primeira delas diz respeito às várias hipóteses de contratação direta da PETROBRAS, ou seja, à revelia de qualquer procedimento licitatório. Tais situações não se limitam à contratação para exploração do bloco (caso já explicado acima), podendo ocorrer para a contratação de serviços como estudos e pesquisas (artigos 7º e 38 da Lei do Pré-Sal), para a comercialização dos hidrocarbonetos produzidos (artigo 44 da mesma lei), e, por último, na hipótese de cessão onerosa de algumas áreas localizadas no pré-sal (artigo 1º da Lei 12.304/2010).

Quanto ao tema, na mesma ADI 3273, o Ministro Eros Grau, em seu voto, asseverou que

A União não poderá, ex vi do disposto no inciso XXI do artigo 37 da Constituição, contratá-la [a Petrobrás] senão mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, observadas as condições

---

<sup>107</sup> STF, ADI 3273-9 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 16 mar. 2005.

estabelecidas na lei prevista no § 1º do artigo 177 da Constituição [à época, Lei nº 9.478/1997]<sup>108</sup>. (grifou-se)

Diante do exposto, e à luz dos princípios da isonomia, da livre iniciativa e da livre concorrência, há argumentos sólidos no sentido de que estes dispositivos contrariam os preceitos constitucionais supracitados. Marcos Juruena Villela Souto entende, ainda, que tais previsões, além de violarem tais preceitos, vão de encontro “com a própria evolução normativa do tema – que substituiu a figura da personificação do monopólio da PETROBRAS, para admitir a continuidade da existência da empresa como um agente competidor”<sup>109</sup>.

Por outro lado, a própria dicção do mencionado § 1º do artigo 177 pode suscitar dúvidas quanto à possibilidade de contratação direta da PETROBRAS, na medida em que prevê que “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”<sup>110</sup>. Neste sentido, a Constituição facultaria ao legislador ordinário a opção pela contratação direta da PETROBRAS, bastando, para tanto, que editasse lei estabelecendo tal situação<sup>111</sup>. Outro tanto, também é argumentado por aqueles que defendem a constitucionalidade da contratação direta da PETROBRAS que a legislação brasileira admite diversas hipóteses de dispensa de licitação para a contratação pela Administração Pública. Sendo assim, a Lei do Pré-Sal estaria criando tão-somente uma nova situação de dispensa de licitação.

O segundo privilégio conferido à estatal é a garantia de que a mesma será, obrigatoriamente, a operadora de todos os blocos do pré-sal. Assim,

---

<sup>108</sup> STF, ADI 3273-9 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 16 mar. 2005.

<sup>109</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. 376 p.

<sup>110</sup> É este o fundamento legal utilizado pelo Governo Federal para justificar as hipóteses de contratação direta da PETROBRAS, cf. Ministério de Minas e Energias, 2009b. op. cit. p. 23, item 82.

<sup>111</sup> Marcos Juruena entende, entretanto, que a Constituição Federal deve ser interpretada de forma sistemática, de modo que “não é menos exato que o fundamento da República é a livre iniciativa e é tal princípio que deve inspirar a interpretação constitucional acerca dos critérios que devem inspirar o legislador ordinário no exercício da aplicação de eventual discricionariedade legislativa”. SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. p. 377.

nos casos em que o CNPE determinar a ocorrência de licitação, a PETROBRAS participará do consórcio vencedor, com percentual mínimo de 30%. Estas disposições violam o princípio da livre iniciativa, pautado na liberdade econômica, na medida em que tanto a PETROBRAS quanto as empresas privadas que eventualmente se saírem vencedoras do leilão estarão obrigadas a se associarem e contratarem. Neste sentido, também se pode afirmar que há violação da autonomia da vontade, pelos mesmos motivos.

No entendimento do douto civilista Caio Mário da Silva Pereira, a autonomia da vontade compreende quatro noções fundamentais<sup>112</sup>: (i) o arbítrio de cada um para decidir por contratar ou por não contratar, conforme sua própria conveniência; (ii) a liberdade para escolher com quem contratar<sup>113</sup>; (iii) o poder para fixar as condições contratuais; e (iv) possibilidade de, após concluído o contrato, assegurar sua execução pelas vias judiciais. Diante destas características, também é possível argumentar que a obrigatoriedade de associação fere a autonomia da vontade.

#### **4.6.3. AS FUNÇÕES E PRERROGATIVAS DA PPSA**

Como já explicado anteriormente, a empresa pública PPSA terá como principais funções a gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização do óleo produzido no pré-sal, representação da União nos consórcios, detendo 50% dos membros dos comitês operacionais, além da fiscalização do *cost oil* e do *profit oil*. Neste diapasão, a PPSA demonstra ser a *longa manus* da União Federal na atividade exploratória das jazidas do pré-sal.

---

<sup>112</sup> PEREIRA, Caio Mário da Silva. *Insituições de Direito Civil*: Volume III Contratos. 13ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2009. p. 19, 20 e 22.

<sup>113</sup> O autor excetua, nestes casos, as hipóteses dos serviços públicos concedidos sob regime de monopólio. Entretanto, não nos parece que seja aplicável ao caso em comento, uma vez que a atividade de exploração e produção de petróleo não consiste em serviço público, além de que o monopólio da PETROBRAS foi extinto em 1995.

Sem adentrar na discussão quanto às implicações políticas e econômicas desta opção legislativa<sup>114</sup>, este item pretende abordar os questionamentos jurídicos levantados contra a criação da PPSA, que não são poucos.

A primeira controvérsia diz respeito à atribuição de certas funções de regulação a esta empresa pública no âmbito dos contratos de partilha de produção e de comercialização de hidrocarbonetos. A saber: (i) avaliar, técnica e economicamente, os planos para execução das fases exploratórias; (ii) fazer cumprir as exigências de conteúdo local; (iii) monitorar e auditar a execução dos projetos de cada fase exploratória; (iv) monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados ao contratos de partilha de produção; (v) verificar o cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural resultantes dos contratos de partilha de produção; e (vi) monitorar e auditar as operações, os custos e os preços de venda dos hidrocarbonetos.

Ora, percebe-se que certas funções designadas por lei à PPSA já são desenvolvidas pela ANP, como órgão regulador, nos contratos de concessão. De fato, questiona-se a uma, a necessidade de criação de um novo órgão da administração com atribuições que poderiam ser desenvolvidas por outros entes, tais como a própria ANP, o MME e a PETROBRAS, e, a duas, a legalidade da delegação de funções de regulação a uma pessoa jurídica de direito privado.

No que diz respeito ao primeiro questionamento, o Governo Federal entende que a experiência internacional demonstra a necessidade de atribuição a um órgão eminentemente técnico a representação do Estado

---

<sup>114</sup> É inegável que a PPSA se insere em um contexto eminentemente nacionalista, implicando na volta de diversas atribuições estatais na indústria do petróleo brasileira, que, desde 1997 vive uma experiência de quase que total abertura aos investimentos estrangeiros. Até a edição da Lei do Pré-Sal, a participação estatal se restringia à atuação reguladora da ANP. Do ponto de vista econômico, Rafael Baptista Baleroni e Jorge Antônio Pedroso Júnior, ao comentar sobre a criação de novo ente estatal para a exploração do pré-sal, alertam para o fato de os interesses estatais na exploração do petróleo são, frequentemente, políticos e não comerciais e, conseqüentemente, diversos dos interesses dos seus parceiros particulares, o que, muitas vezes, implica em uma produção menos eficiente. Cf. BALERONI, Rafael Baptista; PEDROSO JÚNIOR, Jorge Antônio. Pré-Sal: Desafios e uma Proposta de Regulação. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009. p. 171 e 172.



nos contratos de partilha de produção<sup>115</sup>. Na mesma linha de raciocínio, para Fabio Ulhôa Coelho a criação da PPSA se justifica pela alta complexidade técnica de atividades inerentes à exploração de óleo na camada do pré-sal, tais como a definição do custo em óleo<sup>116</sup>.

Questão mais controvertida é a sobreposição de competências entre a ANP e a PPSA. Com efeito, vem sendo levantada a constitucionalidade da atribuição de funções de regulação à PPSA, na medida em que o próprio STF já se manifestou no sentido de que é vedado exercício de poder de polícia, inerente às atividades de regulação, por pessoas jurídicas de direito privado, conforme ementa abaixo:

DIREITO CONSTITUCIONAL E ADMINISTRATIVO. AÇÃO DIRETA DE INCONSTITUCIONALIDADE DO ART. 58 E SEUS PARÁGRAFOS DA LEI FEDERAL Nº 9.649, DE 27.05.1998, QUE TRATAM DOS SERVIÇOS DE FISCALIZAÇÃO DE PROFISSÕES REGULAMENTADAS. (...) a Ação Direta é julgada procedente, quanto ao mais, declarando-se a inconstitucionalidade do "caput" e dos § 1º, 2º, 4º, 5º, 6º, 7º e 8º do mesmo art. 58. 2. Isso porque a interpretação conjugada dos artigos 5º, XIII, 22, XVI, 21, XXIV, 70, parágrafo único, 149 e 175 da Constituição Federal, leva à conclusão, no sentido da indelegabilidade, a uma entidade privada, de atividade típica de Estado, que abrange até poder de polícia, de tributar e de punir, no que concerne ao exercício de atividades profissionais regulamentadas, como ocorre com os dispositivos impugnados. 3. Decisão unânime.<sup>117</sup> (grifou-se).

O entendimento pela existência de sobreposição de competências é, também, corroborado pelo próprio artigo 63 da Lei do Pré-Sal, que dispõe que enquanto a PPSA não for criada, suas funções serão exercidas por intermédio da ANP. Tal dispositivo dá margem à interpretação de que a nova empresa pública irá, uma vez criada, imiscuir-se em funções típicas de regulação, atualmente exercidas pela ANP.

Alguns autores defendem, entretanto, que a situação é de sinergia entre os órgãos e não efetivamente de conflito de competências. Explica-se. O escopo das funções da ANP irá continuar, na partilha de produção, a restringir-se à análise em âmbito regulatório do cumprimento de das

---

<sup>115</sup> Ministério de Minas e Energias. 2009b. p. 21, item 70. op. cit.

<sup>116</sup> Entendimento manifestado no II Seminário Brasileiro do Pré-Sal.

<sup>117</sup> STF, ADI 1717/DF, Rel. Ministro Sydney Sanches, Brasília, 07 nov. 2002.

cláusulas contratuais, como já ocorre na concessão, enquanto a PPSA irá desempenhar a análise empresarial e comercial destas mesmas questões<sup>118</sup>, de modo a assegurar “os interesses econômicos da União, com controle sobre os custos e sobre os resultados da comercialização do petróleo e do gás natural da União na área do Pré-Sal”<sup>119</sup>.

Um segundo aspecto que vem sendo alvo de críticas é a previsão de afastamento de qualquer risco e custos para a PPSA enquanto agente de atividades econômicas no âmbito dos contratos de partilha de produção, conforme previsto no § 2º do artigo 8º da Lei nº 12.351/2010:

§ 2º A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo [a PPSA] 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. (grifou-se).

Tal previsão torna-se ainda mais questionável na medida em que a própria lei lhe garantiu não só 50% de participação no Comitê Operacional de todos os consórcios firmados para execução dos PSAs (conforme artigo 23 da Lei), como, ainda, a indicação do presidente do Comitê, o qual deterá poder de veto para aquelas questões determinadas pelo contrato de partilha de produção (artigo 25). É dizer que a PPSA, de maneira alguma, irá se responsabilizar por decisões tomadas no âmbito do Comitê Operacional, decisões estas que, necessariamente, passarão pela aprovação da mesma empresa.

Em primeiro lugar, é questionável o afastamento por completo de qualquer responsabilidade da PPSA, na medida em que o risco é inerente a qualquer atividade empresarial<sup>120</sup>. De certo modo, é comum na indústria do petróleo a existência de cláusulas de limitação de responsabilidade, que isentam o operador do consórcio de indenizar os demais consorciados em

---

<sup>118</sup> Esta posição foi defendida por Fabio Ulhôa Coelho e José Guttman no já mencionado II Seminário Brasileiro do Pré-Sal.

<sup>119</sup> Ministério de Minas e Energias. 2009b. p. 22, item 77. op. cit.

<sup>120</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. op. cit. p. 384.

caso de eventual responsabilidade civil, criminal ou administrativa<sup>121</sup>. Entretanto, tais cláusulas não isentam o operador da obrigação de indenizar. O que ocorre é que ele só irá responder na medida da sua participação no consórcio. Há, aqui, uma significativa diferença. O operador será responsabilizado perante terceiros, contudo, não deverá indenizar os seus parceiros. A lógica é, justamente, que o risco é inerente à atividade, não podendo o operador arcar integralmente com ele. No caso da PPSA a lógica é outra, uma vez que a empresa irá auferir os lucros da exploração da atividade empresarial, sem compartilhar os riscos e os investimentos.

Por fim, há críticas quanto ao poder de decisão (praticamente total) conferido à PPSA nos Comitês Operacionais, já que, além de indicar a metade dos membros do Comitê irá, também designar o seu presidente, que terá voto de qualidade. Não parece razoável que uma empresa sujeita ao regime jurídico de direito privado (e que, conforme já explicado acima, atua em regime de competição com as demais empresas particulares) detenha uma ingerência tão efetiva no contrato de partilha de produção firmado por agentes econômicos a quem a Constituição Federal assegura os já mencionados direitos à livre iniciativa e à autonomia da vontade. Tais garantias seriam vulneradas na medida em que a vontade do particular poderia ser totalmente ignorada por não ser necessária à aprovação de certas decisões no âmbito do Comitê Operacional, consideras as prerrogativas da PPSA neste âmbito.

---

<sup>121</sup> Tais cláusulas são encontradas nos chamados *Joint Operation Agreements* (JOA), contratos firmados entre os integrantes do consórcio para estabelecer direitos e obrigações quanto à execução do contrato de concessão e às operações de exploração e produção. A saber, veja-se o teor da cláusula de limitação de responsabilidade do modelo de JOA 2012, disponibilizado pela Association of International Petroleum Negotiators (AIPN): “Neither Operator nor any other Operator Indemnitee shall bear (except as a Party to the extent of its Participating Interest share) any damage, loss, cost, or liability resulting from performing (or failing to perform) the duties and functions of Operator, and the Operator Indemnitees are hereby released from liability to Non-Operators for any and all damages, losses, costs, and liabilities arising out of, incident to, or resulting from such performance or failure to perform, even though caused in whole or in part by a pre-existing defect, or the negligence (whether sole, joint or concurrent), gross negligence, willful misconduct, strict liability or other legal fault of Operator (or any other Operator Indemnitee)”.

## 5. CONCLUSÃO

A questão que envolve o pré-sal e a mudança de marco regulatório para a sua exploração ainda enseja muitas perguntas, porém poucas respostas. Do ponto de vista exclusivamente jurídico, a posição privilegiada da PETROBRAS e criação da PPSA apesar de amplamente discutidos, não foram objeto, ainda, de avaliação por parte dos nossos tribunais no que diz respeito à sua constitucionalidade. De todo modo, o debate permanece e deve, inclusive, aumentar, no momento em que as leis forem postas em prática e estas questões forem (se forem) levadas aos tribunais.

Do ponto de vista político-econômico, vozes se levantaram contra a própria mudança do marco legal, sob o argumento de que haveria uma quebra na estabilidade regulatória, o que, por sua vez, feriria a segurança jurídica conquistada, característica, juntamente com a livre concorrência predominante no modelo de concessão, muito apreciadas pelos investidores. Portanto, esta mudança poderá desincentivar a participação do capital privado, na medida em que afastaria a confiança do investidor, interessado na manutenção da concessão para a exploração de todas as reservas petrolíferas brasileiras. Para Rafael Baleroni e Jorge Pedroso, esta manutenção do regime “agrega, ainda, uma reputação ao país como destino seguro para capitais estrangeiros, gerando maiores incentivos à continuação de investimentos no Brasil”<sup>122</sup>.

A crítica das empresas petrolíferas parece ser inevitável, na medida em que o novo marco regulatório brasileiro notadamente aumenta a ingerência governamental nas atividades exploratórias. Do mesmo modo, a posição da Presidência da República é clara no sentido de que as descobertas do pré-sal devem ser direcionadas para satisfazer aos interesses estatais, e não apenas aos privados.

O debate, contudo, não parece que chegará ao fim tão cedo, na medida em que só se poderá afirmar se a decisão do Governo Federal

---

<sup>122</sup> BALERONI, Rafael Baptista; PEDROSO JÚNIOR, Jorge Antônio. op. cit. p. 152.

quanto à escolha de um novo modelo de marco regulatório para o pré-sal foi acertada ou não quando a exploração dessas novas reservas de petróleo se iniciar. Só então se poderá determinar a real reação das empresas petrolíferas à nova política governamental para o insumo e se esta ingerência estatal virá ou não a promover efeitos positivos para o povo brasileiro e para o desenvolvimento do país.

Adriano Pires faz a seguinte consideração sobre o momento atual da indústria brasileira do petróleo: “Com o anúncio da descoberta do pré-sal inicia-se a era da incerteza, caracterizada pelo convívio do regime jurídico da concessão com o da partilha de produção e por uma maior intervenção do Estado”<sup>123</sup>.

---

<sup>123</sup> PIRES, Adriano. Ideologia, política e populismo. *O Globo*, Rio de Janeiro, p. 7, 21 mai. 2012.

## BIBLIOGRAFIA

II Seminário Brasileiro do Pré-Sal, promovido pela Advocacia Geral da União, realizado nos dias 11 a 13 de maio de 2011, no Rio de Janeiro ([http://www.agu.gov.br/sistemas/site/TemplateImagemTexto.aspx?idConteudo=152861&id\\_site=3](http://www.agu.gov.br/sistemas/site/TemplateImagemTexto.aspx?idConteudo=152861&id_site=3)).

ARAGÃO, Alexandre Santos de. “As Concessões e Autorizações Petrolíferas e o Poder Normativo da Agência Nacional do Petróleo”. *Revista Tributária e de Finanças Públicas*. São Paulo: Revista dos Tribunais, vol. 44, mai/2002. Disponível em [www.revistadostribunais.com.br](http://www.revistadostribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012.

BALERONI, Rafael Baptista; PEDROSO JÚNIOR, Jorge Antônio. Pré-Sal: Desafios e uma Proposta de Regulação. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Novos Rumos do Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009. p. 149 – 207.

BARBOSA, Alfredo Ruy. *Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo*. In Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural. Org. Paulo Valois Pires. Lumen Juris: Rio de Janeiro, 2002. p. 31 – 46.

BAUMFLEK, Imaly. O papel da OPEP no cenário internacional. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Estudos e Pareceres – Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. p. 35 - 57.

BNDES. *Relatório I – Regimes Jurídicos Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural*. 2009a. p. 232, disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 18.março.2012.

\_\_\_\_\_. *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*. 2009b. p. 26. disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 18.março.2012.

BP Statistical Review of World Energy (2011), disponível no endereço eletrônico <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>.

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. p. 335.

DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. A questão do petróleo no Brasil: uma história da PETROBRAS. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1993. p. 211.

FERREIRA, Antônio Luis de Miranda. A Demonopolização do Mercado. In: PIRES, Paulo Valois (Org.). *Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural II*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005. p. 29 - 58.

GRAU, Eros Roberto. *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*. 7ª ed. Malheiros: São Paulo, 2002. p. 383.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Comentários a Lei de Licitações e Contratos Administrativos*. São Paulo: Dialética, 2009. 13ª ed,p. 943.

LIMA, Haroldo. *Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual*. Rio de Janeiro: Synergi, 2008. p. 158.

LIMA, Paulo César Ribeiro. *Pré-Sal. O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. p. 132.

LOBÃO, Edison. Discurso no Ato de anúncio da proposta de um novo modelo regulatório para a exploração das jazidas do Pré-Sal – Centro de Convenções Ulysses Guimarães – Brasília/DF – 31/08/2009, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/PRx-SAL\\_DISC\\_MINISTRO\\_12h45.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/PRx-SAL_DISC_MINISTRO_12h45.pdf), acesso em 17.março.2012

MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo - Segundo o modelo constitucional brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006. p. 254.

Ministério de Minas e Energias. *Proposta de Modelo Regulatório do Pré-Sal*. 2009a, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/Apresentaxo\\_ministro\\_Pre-sal\\_Senado\\_10\\_09\\_2009.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Apresentaxo_ministro_Pre-sal_Senado_10_09_2009.pdf), acesso em 18.março.2012.

\_\_\_\_\_, *PRÉ-SAL Perguntas e Respostas*. 2009b. p. 11, disponível em [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10\\_outubro/Cartilha\\_prx-sal.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf), acesso em 17.março.2012.

MORAES, Alexandre de. “Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural”. *Revista de Direito Constitucional e Internacional*. São Paulo: Revista dos Tribunais. Vol. 36, jul/2001. Disponível em [www.revistadostribunais.com.br](http://www.revistadostribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012.

PEREIRA, Caio Mário da Silva. *Instituições de Direito Civil: Volume III Contratos*. 13ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2009. p. 530.

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/>, acesso em 15.mai. 2012.

PIRES, Adriano. Ideologia, política e populismo. *O Globo*, Rio de Janeiro, p. 7, 21 mai. 2012.

PIRES, Paulo Valois. *A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000. p. 173.

Revista Época. <http://epocanegocios.globo.com/Informacao/Acao/noticia/2012/05/argentina-nacionaliza-ypf-e-retoma-controle-legal-da-petrolifera.html>, acesso em 15.mai.2012



RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. 2ª ed. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2003. p. 298.

SOUTO, Marcos Juruena Villela. Propostas Legislativas de Novo Marco Regulatório para o Pré-Sal. In: ARAGÃO, Alexandre dos Santos (Org.). *Direito do petróleo e de outras fontes de energia*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011. p. 355 – 389.

STF, AI 248563 SP, Rel. Ministro Celso de Mello, Brasília, 12 mai. 2000.

STF, ADI 3273-9 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 16 mar. 2005. Item 18, p. 20 – 21.

STF, ADPF 46-7 DF, Rel. para o acórdão Ministro Eros Grau, Brasília, 05 ago. 2009.

STF, ADI 1717/DF, Rel. Ministro Sydney Sanches, Brasília, 07 nov. 2002.

TOLEDO, Gastão Alves de. *"Aspectos do contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrado com a Agência Nacional de Petróleo - ANP"*. Cadernos de Direito Constitucional e Ciência Política. n. 28, jul/1999. Disponível em [www.revistadoatribunais.com.br](http://www.revistadoatribunais.com.br). Acesso em 17.mar.2012.

TOMALSQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (org.). *Marcos Regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2011. p. 322.