



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS  
FACULDADE DE DIREITO DO RECIFE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DIREITO



GUSTAVO RAMOS CARNEIRO LEÃO

REGIMES DE CONTRATAÇÃO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O regime de concessão previsto na Lei 9.478/97 e o regime de partilha introduzido pela Lei 12.351/10 sob a perspectiva da Análise Econômica do Direito

Tese de Doutorado

Recife

2013

GUSTAVO RAMOS CARNEIRO LEÃO

REGIMES DE CONTRATAÇÃO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O regime de concessão previsto na Lei 9.478/97 e o regime de partilha introduzido pela Lei 12.351/10 sob a perspectiva da Análise Econômica do Direito

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito do Centro de Ciências Jurídicas/Faculdade de Direito do Recife da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Direito Público.

Orientador: Professor Doutor Francisco de Queiroz Bezerra Cavalcanti.

Recife

2013

Catálogo na fonte

Bibliotecária Eliane Ferreira Ribas CRB/4-832

L437r

Leão, Gustavo Ramos Carneiro

Regimes de contratação para produção de petróleo e gás no Brasil: o regime de concessão previsto na Lei 9.478/97 e o regime de partilha introduzido pela Lei 12.351/10 sob a perspectiva da análise econômica do direito / Gustavo Ramos Carneiro Leão. – Recife: O Autor, 2013.  
266 f.

Orientador: Francisco de Queiroz Bezerra Cavalcanti.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCJ. Programa de Pós-Graduação em Direito, 2013.

Inclui bibliografia.

1. Petróleo - Brasil. 2. Gás natural - Brasil. 3. Contratos - Brasil. 4. Agências reguladoras de atividades privadas - Brasil. 5. Regime de concessão - Estados Unidos e Emirados Árabes. 6. Regime de partilha - Angola e Indonésia. 7. Petróleo - Política governamental - Brasil. 8. Petróleo - Legislação - Brasil. 9. Petróleo – Gás natural - Exploração - Aspectos jurídicos - Brasil. 10. Brasil. [Lei n. 12.351, de 22 de dezembro de 2010]. 11. Brasil. [Lei n. 12.304/2010]. 12. Brasil. [Lei n. 12.276/2010]. 13. Brasil. [Lei n. 9.478/97]. 14. Direito civil. 15. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil) (ANP). I. Cavalcanti, Francisco de Queiroz Bezerra (Orientador). II. Título.

346.81 CDD (22. ed.)

UFPE (BSCCJ2013-037)

## **Gustavo Ramos Carneiro Leão**

“Regimes de Contratação para Produção de Petróleo e Gás no Brasil. O Regime de Concessão Previsto na Lei 9.478/97 e o Regime de Partilha Introduzido pela Lei 12.351/10 sob a Perspectiva da Análise Econômica do Direito.”

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Direito da Faculdade de Direito do Recife/Centro de Ciências Jurídicas da Universidade Federal de Pernambuco PPGD/UFPE, como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor.

**Área de concentração:** Teoria e Dogmática do Direito

**Orientador:** Prof. Dr. Francisco de Queiroz Bezerra Cavalcanti.

A banca examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, submeteu o candidato à defesa, em nível de Doutorado, e o julgou nos seguintes termos:

MENÇÃO GERAL: \_\_\_\_\_

Professor Dr. **Gustavo Ferreira Santos** (Presidente – UFPE)

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura \_\_\_\_\_

Professora Dr<sup>a</sup>. **Teresa Cristina Tarragô Souza Rodrigues** (1<sup>a</sup> Examinadora – UFPE)

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura \_\_\_\_\_

Professor Dr. **Marcelo Labanca Côrrea de Araújo** (2<sup>a</sup> Examinador – UNICAP)

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura \_\_\_\_\_

Professor Dr. **Edilson Pereira Nobre Júnior** (3<sup>a</sup> Examinador – UFPE)

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura \_\_\_\_\_

Professor Dr. **Michel Zaidan Filho** (4<sup>a</sup> Examinador – UFPE)

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura \_\_\_\_\_

Recife, 26 de junho de 2013.

Vice-Coordenadora Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. **Eugênia Cristina Nilsen Ribeiro Barza**

## **AGRADECIMENTOS**

*A minha amada mãe, Lúcia, a quem devo tudo de bom que na vida me ocorreu, o amor escolhido por Deus*

*A Isabela, com quem divido minha vida, esposa e mãe admirável, o amor escolhido por mim*

*A Rafael e Manuela, filhos, aos quais devoto minha existência, símbolos de que o mais puro sentimento de amor ainda é possível, presentes de Deus*

*À Faculdade de Direito do Recife, e ao povo brasileiro, por terem proporcionado, desde a graduação, a formação de um profissional, de um homem e um cidadão*

*Ao professor Francisco Queiroz, exemplo maior de profissional, em quem sempre me espelhei*

## RESUMO

LEÃO, Gustavo Ramos Carneiro. **Regimes de contratação para produção de petróleo e gás no Brasil**: o regime de concessão previsto na Lei 9.478/97 e o regime de partilha introduzido pela Lei 12.351/10 sob a perspectiva da análise econômica do direito. 2013. 266 f. Tese (Doutorado em Direito) – Programa de Pós-Graduação em Direito, Centro de Ciências Jurídicas / FDR, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

O trabalho apresenta uma análise dos regimes de contratação para a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. O regime de concessão, estatuído pela Lei 9.478/97, e o regime de partilha, previsto na Lei 12.351/10, passaram a conviver no regime jurídico nacional, tendo a descoberta dos campos petrolíferos do pré-sal como contexto. A abordagem do tema teve como perspectiva a Análise Econômica do Direito, utilizada como paradigma epistemológico e marco teórico. A proposta é perquirir a adequação dos regimes às circunstâncias locais, tendo em conta as experiências históricas do Brasil e dos demais países produtores.

Palavras-chave: Exploração. Produção. Petróleo. Gás. Concessão. Partilha. Direito. Economia. Pré-sal. Contrato.

## ABSTRACT

LEÃO, Gustavo Ramos Carneiro. **Types of contracts for oil and gas production in Brazil**: the concession agreement governed by the Law 9.478/97 and the production sharing agreement introduced by the Law 12.351/10 from the law and economics perspective. 2013. 266 p. Doctoral Thesis (PhD of Law) - Programa de Pós-Graduação em Direito, Centro de Ciências Jurídicas / FDR, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

This paper presents an analysis of the types of contracts used in the exploration and production of oil and gas industry in Brazil. Concession contracts, provided for by Law 9.478/97, and production sharing contracts, provided for by Law 12.351/10, are both being used in the national legal system of Brazil after the discovery of reserves known as pre salt. The topic was approached under the perspective of the Economic Analysis of Law, which was used as an epistemological paradigm and as a theoretical framework. The proposal is to seek out the adequacy of contracts to local circumstances, taking into account the historical experiences of Brazil and other producing countries.

Keywords: Exploration. Production. Oil. Gas. Concession. Sharing. Right. Economics. Pre salt. Contract.

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	10
<b>CAPÍTULO 1 – PORQUE DEBATER O TEMA À LUZ DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO?</b> .....	12
1.1 O PRAGMATISMO JURÍDICO. ....	13
1.2 ELEMENTOS INTRODUTÓRIOS PARA COMPREENSÃO DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO .....	18
1.3 NEUTRALIDADE DE CONTEÚDO E ISOLAMENTO DISCIPLINAR. DIFERENÇAS FUNDAMENTAIS. ...	19
1.3.1 <i>A crise do momento ex ante.</i> .....	22
1.3.2 <i>A crise no momento – ex post.</i> .....	23
1.4 O PAPEL DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO COMO INSTRUMENTO ANALÍTICO PARA DECISÕES JURÍDICAS .....	25
1.5 A RELAÇÃO HUMANA COM A NORMA. ....	27
1.6 A EFICIÊNCIA ECONÔMICA E SUA CONTRIBUIÇÃO AO DIREITO. ....	31
1.7 SE O DIREITO É VAZIO DE CONTEÚDO, QUAL A FINALIDADE DO SISTEMA DE DIREITOS? .....	34
1.8 AS ARMADILHAS RETÓRICAS DE MUITAS DAS CRÍTICAS FEITAS À ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO. ....	36
<b>CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ECONÔMICA DOS CONTRATOS</b> .....	39
2.1 PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO.....	41
2.1.1 <i>Princípio da escolha racional</i> .....	42
2.1.2 <i>Princípio do equilíbrio</i> .....	46
2.1.3 <i>Princípio da eficiência</i> .....	48
2.2 ESTABILIDADE E CUMPRIMENTO EFICIENTE.....	49
2.3 O FATOR TEMPO NOS CONTRATOS DE LONGO PRAZO .....	54
2.4 FALHAS DE MERCADO .....	57
2.4.1 <i>Rigidez dos fatores materializada pela falta de mobilidade na curva de demanda e de preço</i> .....	57
2.4.2 <i>Assimetria de informações</i> .....	58
2.4.3 <i>Falha de estrutura</i> .....	63
2.4.4 <i>Externalidades</i> .....	66
2.4.5 <i>Bens Públicos</i> .....	68
2.4.6 <i>Custos de transação</i> .....	70
2.5 FALHAS DE GOVERNO.....	71
<b>CAPÍTULO 3 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA</b> .....	79
3.1 O CRESCIMENTO DO PETRÓLEO NO MUNDO. UMA HISTÓRIA DE ABUNDÂNCIA E DE DESASTRES	79
3.2 A HISTÓRIA DA INDÚSTRIA NO BRASIL E O NASCIMENTO DE UMA POTENCIA PETROLÍFERA. ....	89
<b>CAPÍTULO 4 – O PANORAMA JURÍDICO ATUAL</b> .....	99

4.1 ATIVIDADE ECONÔMICA E SERVIÇO PÚBLICO. QUAL A NATUREZA JURÍDICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO?.....	99
4.2 O REGIME DE PROPRIEDADE DO SOLO, DO SUBSOLO E A TITULARIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO NA CONSTITUIÇÃO DE 1988 .....	116
4.3 A EMENDA CONSTITUCIONAL N. 9 DE 10 DE NOVEMBRO DE 1995.....	121
4.4 A ESTRUTURA PAVIMENTADA PELA LEI 9.478/97.....	130
4.5 PROBLEMAS NO VOCÁBULO EXPLORAÇÃO .....	138
<b>CAPÍTULO 5 – REGIMES DE CONTRATAÇÃO ADOTADOS EM OUTROS PAÍSES PRODUTORES.....</b>	<b>142</b>
5.1 O REGIME DE CONTRATAÇÃO NOS ESTADOS UNIDOS .....	146
5.1.1 <i>Lease Mineral – Produção onshore em terras de propriedade do governo federal</i> .....	149
5.1.2 <i>Lease Mineral – Produção offshore em águas de propriedade do governo federal</i> .....	152
5.1.3 <i>Lease Mineral – Produção onshore e offshore em áreas definidas como dos Estados</i> .....	153
5.1.4 <i>Lease Mineral – Produção onshore em áreas indígenas.</i> .....	153
5.2 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DOS EMIRADOS ÁRABES .....	154
5.3 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DA REPÚBLICA DE ANGOLA .....	158
5.4 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DA INDONÉSIA .....	164
<b>CAPÍTULO 6 – CONTRATO DE CONCESSÃO.....</b>	<b>167</b>
6.1 PRINCIPAIS ELEMENTOS DO CONTRATO DE CONCESSÃO. ....	177
6.1.1 <i>Os riscos correm integralmente por conta do concessionário.</i> .....	178
6.1.2 <i>A remuneração do concessionário é feita em óleo, sendo-lhe atribuída a propriedade de tudo o que for prospectado.</i> .....	184
6.1.3 <i>A remuneração do poder público é feita pelo pagamento de tributos e pelo pagamento das participações governamentais.</i> .....	186
6.1.4 <i>O fim da concessão</i> .....	187
6.2 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS .....	190
6.2.1 <i>Da Previsão Constitucional.</i> .....	190
6.2.2 <i>Dos dispositivos infraconstitucionais</i> .....	192
6.2.3 <i>O bônus de assinatura</i> .....	201
6.2.4 <i>Os royalties.</i> .....	202
6.2.5 <i>Participação especial</i> .....	214
6.2.6 <i>Pagamento pela ocupação ou retenção de área (rental fees)</i> .....	220
6.2.7 <i>Do pagamento aos proprietários do solo</i> .....	222
6.3 OS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO NA LICITAÇÃO.....	223
6.4 O IMPACTO DO PRAZO DA CONCESSÃO NO NÍVEL DE PRODUÇÃO .....	229
<b>CAPÍTULO 7 – CONTRATO DE PARTILHA.....</b>	<b>233</b>
7.1 DA RENDA ECONÔMICA DOS CAMPOS E AS ESTRATÉGIAS GOVERNAMENTAIS PARA INSTITUIÇÃO DE UMA TRIBUTAÇÃO EFICIENTE .....	234

7.2 DA REMUNERAÇÃO DA CONTRATADA NO CONTRATO DE PARTILHA .....	235
7.3 TRATAMENTO FAVORECIDO À PETROBRÁS.....	239
7.4 DO ESVAZIAMENTO DECISÓRIO DA ANP. ....	241
7.5 DA PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA) – EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. ....	247
7.6 DA LICITAÇÃO PARA CONTRATAÇÃO SOB O REGIME DE PARTILHA .....	250
7.7 DO CONTRATO DE PARTILHA .....	251
7.8 DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E DO EXCEDENTE EM ÓLEO .....	252
<b>CONCLUSÃO</b> .....	254
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	258

## INTRODUÇÃO

Os recursos minerais sempre ofereceram à humanidade uma infinidade de comodidades que os tornou elemento central dos adensamentos populacionais, especialmente a partir do processo de industrialização. Desde sua utilização nos primórdios para combustão até os dias atuais em que são indissociáveis de qualquer processo produtivo, os recursos minerais são objeto de disputa e cobiça.

Certamente entre tais recursos, o petróleo ocupa lugar de destaque, tanto pela sua função na indústria como pela sua função energética. É inimaginável o cotidiano de qualquer pessoa sem o petróleo, pois ele está presente em quase tudo o que nos cerca: combustíveis, querosene, óleo, lubrificantes, asfalto, tintas, plástico, solventes, borrachas sintéticas, chicletes, velas, ceras, batons, poliéster, painéis solares, aspirina, fibras, produtos de limpeza, gelatina, explosivo, fertilizante, etc.

Recentemente o tema do petróleo no Brasil ganhou novamente espaço nos grandes debates nacionais em razão de alguns eventos que vieram para alterar os destinos do setor e quem sabe do país. O crescimento da produção nacional, com o atingimento da autosuficiência em petróleo, coroou o sucesso da Petrobrás como uma das mais importantes empresas do mundo e mola mestra para a definição das estratégias industriais do Brasil.

A descoberta de gigantescos campos de petróleo na camada pré-sal na costa brasileira atraiu os olhos do mundo para o Brasil e acendeu a discussão a respeito da necessidade de redefinição de novo marco regulatório a fim de lidar com as novas premissas econômicas, o que resultou na instituição do regime de partilha para exploração dos campos no pré-sal pela lei 12.351/2010, a autorização para criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), pela lei 12.304/2010, assim como a capitalização da Petrobrás por meio da cessão onerosa das áreas petrolíferas do pré-sal autorizada pela Lei 12.276/2010.

Sem desconsiderar os demais elementos que compõem esse mosaico da reestruturação da indústria nacional, o trabalho terá como foco as características do regime de partilha

recentemente instituído em substituição ao regime de concessão, trazendo à lume debate a respeito de sua adequação e chances de êxito.

No primeiro capítulo é feita uma explanação a respeito da análise econômica do direito, justificando sua utilização para discussão do problema e identificando os elementos metodológicos utilizados no debate, especificamente no tocante aos contratos de partilha e concessão. No segundo capítulo são estudados os fundamentos da análise econômica dos contratos.

No terceiro capítulo é feita uma contextualização jurídica do problema, trazendo uma sucinta abordagem da evolução histórica da indústria do petróleo no mundo e no Brasil, identificando os movimentos políticos e econômicos que resultaram no panorama atual.

Em seguida, já no quarto capítulo, é desenhado o panorama legislativo atual tanto do ponto de vista constitucional e legal como do ponto de vista infralegal e regulatório, estabelecendo as premissas jurídicas sobre as quais o debate recairá.

No quinto capítulo são analisados os regimes jurídicos de ordenamentos estrangeiros, mais especificamente, em dois países em que a produção se dá sob o regime de concessão – Estados Unidos e Emirados Árabes, e outros dois em que a produção se dá sob o regime de partilha – Angola e Indonésia.

O sexto capítulo aprofunda o estudo sobre os objetivos e as características dos contratos de concessão até então celebrados, verificando os resultados de sua utilização, com a finalidade de diagnosticar seu funcionamento e compará-los com os contratos de partilha, estes, debatidos no capítulo seguinte.

O sétimo capítulo de destina ao estudo do modelo jurídico do contrato de partilha que se pretende adotar no Brasil, cotejando-o com as premissas levantadas no curso do trabalho.

Em seguida, como conclusão, são elencados os resultados da pesquisa, com reflexão a seu respeito e sua aplicabilidade no cenário atual.

## **CAPÍTULO 1 – PORQUE DEBATER O TEMA À LUZ DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO?**

Antes de ingressar no tema propriamente dito, faz-se necessário estabelecer algumas balizas metodológicas que serão utilizadas para o desenvolvimento da discussão. É que existem inúmeras formas de compreender uma mesma coisa, várias perspectivas de se observar o mesmo objeto.

Niklas Luhmann observa, a respeito da teoria dos sistemas, que para simplificar a realidade hipercomplexa e torná-la compreensível, compartimentamos o universo cognitivo em subsistemas interrelacionados e especializados, como lentes diversas capazes de nos conectar com a realidade<sup>1</sup>. Cada lente nos exhibe a realidade distorcida pelo seu próprio viés, materializado na linguagem, que é a forma pela qual é possível a conexão com o real.

Assim, o homem pode, por exemplo, ser observado sob a perspectiva médica, a respeito da qual se descrevem os órgãos e as funções vitais. O mesmo homem pode também ser observado pela história, desvendando e relacionando os eventos que marcaram a sua existência. Já a religião veria no homem seu lado metafísico, indissociando-o do seu espírito. Visões completamente díspares do mesmo objeto.

Por essa razão é necessária a definição a respeito de qual perspectiva será feita a apreciação dos regimes de exploração de petróleo e gás no Brasil. Passa-se a identificar a análise econômica do direito como metodologia de análise do problema e a justificar sua utilização, contextualizando-a com outras formas de pensamento jurídico.

Identifica-se desde logo suas estreitas relações com o pragmatismo jurídico americano, o que reforça as razões pelas quais é um excelente instrumento para abordar o tema em discussão.

---

<sup>1</sup> “Niklas Luhmann pode ser incluído na chamada Escola Funcionalista da sociologia contemporânea, inspirada principalmente em Durkheim; para ele, a sociedade é, basicamente, um sistema para redução da complexidade e controle de contingência inerentes ao mundo circundante. Este sistema social envolve vários outros subsistemas, tais como o científico, o amoroso, o jurídico-político, o educacional, os quais interagem mas mantêm sua identidade uns em relação aos outros; para cada um deles, por sua vez, todos os demais sistemas funcionam como mundo circundante. Um mesmo fato – como uma revolução, por exemplo – pode afetar diferentemente os diversos sistemas, podendo ser ‘bom’ para o econômico e não para o educacional: isso possibilita a cada subsistema lidar consigo mesmo e conduzir autonomamente os problemas” (ADEODATO, 2002, p. 62-63).

## 1.1 O PRAGMATISMO JURÍDICO

O pragmatismo como corrente filosófica fundamentalmente prática não enxerga a filosofia como uma mera atividade de contemplação, mas voltada para a transposição dos pensamentos abstratos para a realidade com a finalidade de resolver problemas. Sua aplicação no direito não poderia ser diferente. Segundo sua perspectiva, a razão final do direito é servir ao convívio humano, solucionando contendas que ocorrem no mundo real. Tem como expoentes Charles Sanders Peirce (PEIRCE, 2001), William James (JAMES, 2001) e John Dewey, e, mais recentemente, Richard Rorty.

Desse modo, a atividade jurídica não teria sentido em si mesma, não seria uma forma de conhecimento autônoma que fizesse sentido sem nenhuma prática. Desse modo, a teoria do direito só faz sentido se aliada a uma espécie de empirismo que subjugasse as conclusões jurídicas à sua efetiva aplicabilidade concreta.

O maior expoente do pragmatismo jurídico foi Oliver Wendell Holmes Jr, um dos juízes mais importantes da história da Suprema Corte Americana e um dos juristas mais citados nos Estados Unidos no século passado.

O direito concebido como uma atividade, visão típica do pragmatismo, é emblematicamente exposto por Holmes Jr. ao afirmar que “estamos estudando aquilo de que precisamos a fim de comparecer perante juízes, ou aconselhar pessoas de maneira a mantê-las fora dos tribunais” (2002, p. 425). Em outras palavras, “as profecias sobre o que os tribunais farão de fato, e nada mais pretensioso, são aquilo que quero dizer com direito”<sup>2</sup>

Para Holmes Jr., o elemento preditivo do direito é fundamental para sua compreensão. Utilizando-se da alegoria do “homem mau”, defende um delineamento mais claro entre direito e moral, pondo o jurista na posição de criar e aplicar as leis tendo em conta que sua observância pelo cidadão depende fundamentalmente do jogo de incentivos criado pela norma. O “homem mau”, descrito de forma bastante sarcástica, marca do autor, é justamente o ser abstrato, para

---

<sup>2</sup> Vê-se que Holmes Jr. foca sua definição de direito na atividade postulatória, apartando-a da atividade julgadora. Entretanto, os tópicos argumentativos desenvolvidos pelo autor são perfeitamente aplicáveis também a quem julga, segundo ele próprio demonstrou em outros trabalhos, assim como os demais pragmatistas jurídicos.

quem as leis devem ser elaboradas e aplicadas, que amolda suas condutas de acordo com suas consequências, e não puramente por um julgamento moral, elemento bastante fluido para ser generalizado em normas<sup>3</sup>.

Nessa trilha, o pragmatismo costuma parametrizar a atuação do jurista em três pilares conhecidos como contextualismo, consequentialismo e antifundacionalismo<sup>4</sup>. O primeiro impõe uma apreciação do caso em abstrato em face das circunstâncias contemporâneas que atribuem símbolos a esses eventos, modificáveis *pari passu* com as transformações culturais. O segundo orienta uma análise mais preocupada com as consequências da decisão do que com sua relação ao fato pretérito, de modo que não se deve julgar apenas o que aconteceu, mas avaliar as consequências da decisão na recomposição fática pretendida. O terceiro fundamento renega conceitos apriorísticos por meio da aplicação de uma razão prática<sup>5</sup>, de modo que princípios morais, éticos e jurídicos exercem papel preponderantemente heurístico na definição do julgamento.

Nesse sentido, diz-se que “não há propósito algum que consista simplesmente em ‘descobrir como as coisas são’, oposto ao propósito de descobrir como prever seu movimento, explicar seu comportamento, etc.” (MURPHY, 1993, p. 10). Em outras palavras, o significado de um conceito está nas suas consequências práticas, na sua utilidade.

Esse pensamento se opõe frontalmente ao cartesianismo que deu suporte ao positivismo crente na neutralidade científica e no dualismo entre o ser (*Sein*) e o dever-ser (*Solen*). Para o pragmatismo, é inviável, ou mesmo inútil, discutir a essência das coisas; sua ontologia estaria restrita ao seu funcionamento ou às suas consequências. A existência de um objeto estaria restrita

---

<sup>3</sup> “Tome-se a questão fundamental: o que constitui o direito? Vocês encontrarão alguns autores de texto que lhes dizem que ele é algo diferente daquilo que é decidido pelos tribunais de Massachusetts ou da Inglaterra, que é um sistema de razão, que é uma dedução de princípios de ética ou axiomas admitidos ou não sei o que mais, que podem coincidir ou não com as decisões. Mas, se aceitarmos a opinião de nosso amigo, o homem mau, descobriremos que ele não dá a menor importância aos axiomas ou deduções, mas que deseja saber o que é provável que os tribunais de Massachusetts ou da Inglaterra façam de fato” (HOLMES JR., 2002, p. 427).

<sup>4</sup> “Sob outra ótica, bastante similar, são consideradas como quatro teses básicas do realismo americano: 1) concepção instrumentalista ou funcionalista do direito – o direito como instrumento voltado à satisfação de uma finalidade; 2) caráter indeterminado das regras jurídicas (*indeterminacy thesis*); 3) o *behaviorismo* ou comportamentalismo e 4) anticonceitualismo” (BILLIER; MARYIOLI, 2005, p. 252-261).

<sup>5</sup> “Nesse sentido, a razão prática é movida por preocupações relativas à ação, ao contrário dos métodos de ‘razão pura’ através dos quais determinamos se uma proposição é verdadeira ou falsa, ou se um argumento é válido ou inválido” (POSNER, 2007, p. 95).

aos efeitos ou sensações dele decorrentes no mundo real, sendo sua conceituação idealista algo no máximo interessante, mas de pouca utilidade prática.

Indo mais além, William James inclui no conceito de verdade a ótica do observador, como se parte da essência do objeto observado estivesse no observador. A verdade, enquanto ontologia, estaria parcialmente deformada pela concordância do observador. Daí o problema do idealismo: ele seria inacessível ao conhecimento humano. “No pragmatismo, duas ideias são enfatizadas: (1) a verdade é uma concordância com a realidade ou realidades e (2) a verdade *acontece* a uma ideia. Ela se *torna* verdadeira, é *tornada* verdadeira pelos eventos” (PUTMAN, 2010, p. 219).

Nessa linha, conceitos apriorísticos não fariam nenhum sentido para o direito se não perquiridos os efeitos de sua aplicação no mundo real. Por essa razão, a subsunção dedutivista norma-fato apresenta um grande problema do ponto de vista prático: o resultado dessa operação automática nem sempre é o desejado. “Esse modelo, no qual a decisão jurídica resulta dogmaticamente do texto legal ou de uma estrita submissão dos fatos à lógica, opõe-se ao método pragmático” (RÊGO, 2009, p. 71).

Não possuindo a norma abstrata nenhum sentido em si mesma, vez que para o pragmatismo o conceito de um objeto está nos seus efeitos e não no seu conteúdo, tomar uma decisão jurídica não é possível sem antever seus efeitos e cotejá-los com os conceitos múltiplos que compõem a consciência do jurista.

Não rejeitando a condição humana do aplicador do direito, essa “consciência do jurista” não é aquela concebida pelo positivismo, caracterizada pela neutralidade científica<sup>6</sup>, pois, sendo

---

<sup>6</sup> “Hans Kelsen critica as teorias que procuram a distinção do direito com relação à moral a partir dos critérios de interioridade (moral) e exterioridade (direito). Sua crítica repousa sobretudo no fato de que o direito por vezes regula condutas internas e por vezes regula condutas externas, assim como ocorre com a moral. Esse critério seria, portanto, insuficiente para dar conta do problema.

Se o direito for entendido e definido exclusivamente a partir das ideias de normatividade e validade, então seu campo nada tem que ver com a ética. Esta é a proposta de cisão metodológica, que acabou por provocar fissura profunda no entendimento e no raciocínio dos juristas do século XX, de Hans Kelsen. Então, pode-se sintetizar sua proposta: as normas jurídicas são estudadas pela ciência do direito; as normas morais são objeto de estudo da ética como ciência. O raciocínio jurídico, então, não deverá versar sobre o que é certo ou errado, sobre o que é virtuoso ou vicioso, sobre o que é bom ou mau, mas sim sobre o lícito e o ilícito, sobre o legal (constitucional) ou ilegal (inconstitucional), sobre o válido e o inválido” (BITTAR, 2010, p. 72).

homem, o julgador também possui suas crenças, ideologias e conceitos formados pela experiência (empirismo) ou mesmo pelo conhecimento científico decorrente de outros saberes.

Certamente esta não será a primeira oportunidade em que se aventará a ideia de que o direito aprendido nos livros funciona de uma forma, mas o direito exercido na prática funciona ao contrário. Nos livros, especialmente no Brasil, de forte raiz positivista, costuma-se aprender que o julgador, diante de um caso concreto, busca nas fontes do direito “a resposta” do dilema, encontrando nelas ou delas deduzindo o julgamento. Na prática, diante dos fatos, o julgador faz um juízo intuitivo de justiça, ou, segundo o seu julgamento, elabora a solução mais adequada ao caso, com base em todo o seu arsenal cognitivo (não exclusivamente jurídico). Possuidor desse julgamento, recorreria às fontes do direito para fundamentar sua decisão, de modo a torná-la sustentável perante as instâncias superiores e a sociedade.

O pensamento jurídico real parece bem mais pragmatista do que usualmente se concebe. Pensar a decisão pelas suas consequências não se afigura algo substancialmente novo.

O direito é essencialmente conservador, tendo em vista que as normas são criadas hoje para resolverem problemas vindouros, e geralmente são impostas barreiras que dificultam sua alteração pelo processo legislativo e pela composição plural do parlamento. O consenso ou mesmo a maioria exigida para alteração legislativa nem sempre são fáceis de serem alcançados, especialmente considerando que cada parlamentar milita em favor de grupos de pressão responsáveis por sua eleição. Do mesmo modo, sob a ótica do direito consuetudinário, o precedente tomado hoje exerce enorme influência sobre futuras decisões.

As instituições também se caracterizam pela necessidade de segurança, e nesse sentido o conservadorismo do direito é bastante útil a elas, evitando a indesejada e custosa instabilidade.

De outra parte, esse conservadorismo, quando protraído no tempo, redundará numa desconexão com novas realidades de um mundo com mudanças cada vez mais complexas e rápidas. A tecnologia e a agilidade na informação envelhecem o direito rapidamente. Daí a necessidade de um pensamento que garanta a estabilidade do direito mas lhe propicie ágil adequação aos novos anseios.

Sendo as normas o freio e a atividade criadora o motor das mudanças, o equilíbrio é encontrado no resultado dos conflitos travados na sociedade e também no direito. Por essa razão a norma idealizada não serve à solução dos conflitos, mas apenas dá com pouca precisão os limites institucionais da atividade inovadora. Inevitável, portanto, a complementação ou mesmo a concretização desses comandos idealizados por meio de outras formas de conhecimento, seja o empírico ou mesmo o oriundo de outros ramos do pensamento. Como diria Holmes Jr., o direito não é lógica, é experiência.

Como observa Posner, o pragmatismo jurídico está olhando para a frente, de modo que recorrer a decisões passadas é muito mais uma necessidade que um dever ético, não havendo qualquer distinção entre a razão jurídica e as demais razões práticas. O pragmatismo é empírico, e seu critério último é a razoabilidade (POSNER, 2005).

A importância do realismo jurídico como um todo para o direito norte-americano é indiscutível<sup>7 8</sup>, considerando sua feição libertária e progressista, na medida em que atribui ao direito não apenas uma tarefa dedutiva, mas também criadora. E não se trata de qualquer criação. Outro suporte dessa visão do direito como atividade é que seu resultado não se volta à satisfação de conceitos apriorísticos deduzidos de normas em abstrato, mas de respostas aos anseios efetivos da razão de ser do direito: o homem.

Imaginar o exercício da atividade jurídica como uma tarefa ensimesmada, fundada numa ética que não corre nas veias da sociedade e na solução retroativa e não proativa dos conflitos, é relegá-lo a um mero mimo acadêmico ou mesmo a um trabalho burocrático ordinário.

É questionável até que ponto as correntes do realismo jurídico exerceram alguma influência na tradição jurídica brasileira, mas sem dúvida a partir delas surgiram outras correntes importantíssimas para o direito contemporâneo, como a *Critical Legal Studies*, da qual são expoentes *Duncan Kennedy*, *Karl Klare* e *Roberto Mangabeira Unger*, e a própria *Law and Economics*.

---

<sup>7</sup> Juízes da Suprema Corte Americana como Benjamin Cardozo, Oliver Wendell Holmes Jr., Louis Brandeis, Robert Jackson e Stephen Breyer, entre outros, bem representam essa linha de pensamento.

<sup>8</sup> “The word that best describes the average American judge at all levels of four judicial hierarchies and yields the greatest insight into his behavior is ‘pragmatism’ (more precisely, as I shall explain, ‘constrained pragmatism’) Livre tradução: “A palavra que melhor descreve o juiz americano médio em todos os quatro níveis de hierarquia judicial e produz a melhor ideia de seu comportamento é 'pragmatismo' (mais precisamente, como vou explicar, 'pragmatismo restrito)’” (POSNER, 2008, p. 230).

## 1.2 ELEMENTOS INTRODUTÓRIOS PARA COMPREENSÃO DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

O direito, a despeito de todas as discussões sobre seu conceito, pode, sem sobra de dúvidas, ser visto como um instrumento. Em que pese a polêmica do tema, não parece insidioso imaginar o direito como um vazio de conteúdo. Não se trata de demérito à atividade jurídica, como podem alguns pensar.

Dizê-lo vazio de conteúdo não significa desprezar a significância do direito para o desenrolar da história. Trata-se de imaginá-lo, ou mesmo concebê-lo, de modo mais próximo possível daquilo que efetivamente significa para as pessoas que compõem o corpo social.

Alguns economistas desenvolvem ideias e teorias para explicar alguns fenômenos sociais. Estes, por sua vez, às vezes teimam em contrariar as previsões econômicas. De pronto o teórico conclui: o mundo está errado, porquanto contrariou a teoria.

Um erro epistemológico pode levar a resultados absolutamente inesperados, como o do pesquisador em nutrição que, observando o comportamento dos clientes de um restaurante percebe que as pessoas mais gordas sempre consomem adoçante, pelo que conclui que adoçante engorda!

A discussão proposta é: o direito possui em si mesmo respostas para os problemas que pretende resolver? Argumentaremos que não. E isso não é uma falha do sistema jurídico, mas sua própria natureza. Portanto, imaginar o direito com conteúdo material próprio, sem sê-lo, e resolver problemas sociais com base nessa premissa, pode resultar em consequências indesejáveis, como a conclusão do pesquisador nutricionista.

### 1.3 NEUTRALIDADE DE CONTEÚDO E ISOLAMENTO DISCIPLINAR. DIFERENÇAS FUNDAMENTAIS

Qual significado de afirmar ser o direito vazio de conteúdo? Essa é a primeira pergunta que deve ser feita para que o presente debate tenha algum sentido.

O direito é um instrumento utilizado pelo homem organizado em sociedade para lidar com os mais diversos conflitos surgidos na comunidade. Conflitos surgidos sempre entre homens, ainda que por meio de instituições ou em torno de bens. Diante do conflito o direito aponta uma solução. Trata-se, portanto, de uma disciplina de escolhas.

Podemos reconhecer dois momentos-chave (ou de crise) na atividade jurídica, a que denominamos de: *ex ante* e *ex post*. O momento *ex ante* é aquele em que a sociedade, geralmente por meio de instituições, escolherá qual norma deve ser criada para lidar com os problemas futuros. O momento *ex post* é justamente aquele em que, diante de um problema e de um conjunto normativo posto há de se escolher, dentre as alternativas argumentativas possíveis, a melhor decisão para resolver o caso.

A principal diferença entre um e outro é que, no primeiro, faz-se um exercício de projeção relativo a fatos que venham ou não a ocorrer no futuro. No segundo caso, o fato já ocorreu, sendo a decisão voltada a lhe imputar a consequência mais adequada do ponto de vista ‘jurídico’.

Por outro lado, o momento *ex ante*, em que pese se voltar essencialmente para o futuro (fatos vindouros), se socorre de parâmetros pretéritos para estimar quais as consequências mais adequadas. Em outras palavras, com base na experiência histórica, decidem-se a quais condutas o direito deve impor essas ou aquelas consequências.

Do mesmo modo, o momento *ex post*, mesmo lidando com um fato já ocorrido, sempre leva em consideração quais os incentivos que uma ou outra decisão dará a outros membros da comunidade que pretendam praticar condutas semelhantes. É uma relação de simbiose.

Assim, tanto ao elaborar a norma (*ex ante*) quanto ao aplicar a norma posta (*ex post*), o direito trata diretamente de escolhas, configurando um instrumento para concretizá-las por meio do monopólio da violência de que detém o Estado.

O direito não possui ínsitas essas escolhas, e por isso ele é vazio de conteúdo. Num e noutro momento, o direito se socorre de outros campos do conhecimento para preencher seu vazio e assim fazer com que tenha algum sentido. Socorre-se da política, da moral, da religião, da economia, psicologia (heurística, por exemplo – HASTIE & DAWES, 2001), linguagem, etc.

Observando a instrumentalidade do direito com relação à implementação de políticas públicas, Maria Paula Dallari Bucci pondera que o direito não existe para conter a política, mas para viabilizá-la de modo compatível com a Constituição:

[...] conhecendo-se o fato de que os fatores políticos podem limitar ou comprometer o sucesso das instituições jurídicas, como inverter a questão e investigar se a ordenação mais adequada do direito administrativo – “direito público interno, por excelência”, na definição de García de Enterría e Fernández – pode contribuir, e de que modo, para a efetividade democrática das políticas públicas?

[...]

Quais deveriam ser os conceitos fundamentais e o modo de estruturação desse ramo do direito, visando a essa finalidade? É possível propor uma nova organização do direito público em torno da ideia de política pública, vinculando a ação administrativa aos fins decididos de forma assumidamente política e devidamente qualificada, como tal, pelo direito?

Essa ideia consistiria em reproduzir o processo de comunicação entre a política e o direito, que se dá no nível da Constituição, nos níveis inferiores da hierarquia normativa. Assim, todo direito público, desde a Constituição até os atos administrativos, passando pelas leis complementares e ordinárias, pelos decretos de regulamentação e execução, deveria expressar essa comunicação entre o jurídico e o político, e realizar, segundo as formas do direito, o interesse público, a vontade geral e o bem comum (BUCCI, 2006, p. 38-39).

Pelo já dito, não é difícil perceber que o vazio de conteúdo significa uma visão formalista<sup>9</sup> do direito, que servirá de instrumento para legitimação das escolhas perante o corpo social. Com isso, não se imagina que o jurista decidirá com base apenas em silogismos

<sup>9</sup> “a concepção formal do direito define portanto o direito exclusivamente em função de sua estrutura formal, prescindindo completamente de seu conteúdo – isto é, considera somente *como* o direito se produz e não *o que* ele estabelece (BOBBIO, 1995, p. 145).

normativos, já imprecisos pelos ruídos lingüísticos a que se sujeita a hermenêutica. Essa apenas é uma ferramenta argumentativa do direito<sup>10</sup>, insuficiente para a tomada da decisão em boa parte dos casos. Daí que a decisão é preenchida por elementos outros, estranhos ao direito. O que se propõe é que isso seja posto de maneira transparente.

Discutindo a relação entre ordem política e ordem jurídica, Nelson Saldanha observa que:

[...] ninguém negará que, olhadas as coisas sob um prisma sociológico, isto é, segundo a consideração dos fatos e da ‘gênese das estruturas’, o Direito resulta da Política. As denominações vigentes condicionam a criação de regras; a forma de governo se reflete no trabalho legislativo, e na própria existência de uma função legislativa específica. Códigos e instituições revelam interesses partidários, pressões, predomínios de classe.

O outro lado da questão, porém, é o direito como disciplinação direta das condutas, dentro embora de um quadro definido pelo poder político. O Direito ‘oficializa’ o mando; inclusive oficializa o Estado, mesmo que possamos talvez afirmar a recíproca (SALDANHA, 2003, p. 168).

Isso não significa um isolamento disciplinar, muito pelo contrário. O direito, nessa perspectiva, obrigatoriamente irá relacionar-se com outros campos do conhecimento para se contextualizar no momento histórico e se relacionar com seu objeto (em geral, o homem) do modo mais preciso possível.

Desse modo, a ordem jurídica é o palco onde os valores de sistemas cognitivos, de culturas, tradições, interesses e crenças diversas se arranjam numa ordem institucional legitimada pela forma e que resulta na aplicação dessas normas, em busca de resultados desejados, concretizados tanto pelo cumprimento voluntário dos comandos como pela aplicação forçada pelo Estado – ainda que pela aplicação de sanções ou pela coerção.

---

<sup>10</sup> A relativização da hermenêutica silogística é observada por Gustavo Binbenojm: “Não obstante, mais do que uma mera *técnica* de decisão judicial ou administrativa, a ponderação erige-se hordiernamente em verdadeiro princípio formal do direito (e, por evidente, também do direito administrativo) e de legitimação dos princípios fundantes do Estado democrático de direito. Daí se dizer que o Estado democrático de direito é um *Estado de Ponderação (Abwägungsstaat)*. Nesse sentido, a ponderação proporcional passa a ser entendida como medida otimizada de todos os princípios, bens e interesses considerados desde a Constituição, passando pelas leis, até os níveis de maior concretude decisória, realizados pelo Judiciário e pela Administração Pública. Assim, as *relações de prevalência* entre interesses privados e interesses públicos não comportam determinação *a priori* em caráter abstrato, senão que devem ser buscadas no sistema constitucional e nas leis constitucionais, dentro do *jogo de ponderações proporcionais* envolvendo direitos fundamentais e metas coletivas da sociedade” (BINENBOJM, 2008, p. 32-33).

### 1.3.1 A crise do momento *ex ante*

É muito mais fácil compreender essa argumentação observando-se o primeiro momento de crise do direito (*ex ante*). Quando da elaboração da norma, não se espera um legislador iluminado por princípios jurídicos. Via de regra, os critérios de decisão são políticos, na melhor acepção que essa palavra possa ter (exercê-la com maestria ou não é uma gradação qualitativa dentro de um mesmo conceito). Fosse a elaboração da norma uma atividade jurídica, tal mister estaria adstrito a juristas.

Os critérios políticos não são igualmente puros, tal qual o direito pretende ser. Para a realização de escolhas políticas é preciso conhecimento do objeto da decisão, se necessário, por meio de instrumentais cognitivos mais desenvolvidos naquele campo. Por exemplo, estabelecer determinadas restrições à comercialização de uma droga não pode ser feito de modo prudente sem o conhecimento fármaco-químico da substância, suas conseqüências para o homem. Com base nessas informações, faz-se o julgamento político: estabelecer ou não restrições e, caso estabelecidas, quais.

Isso se verifica em infindáveis exemplos, como estabelecimento de contagem de tempo especial para aposentadoria em razão do exercício de atividade insalubre (conhecimento do potencial ofensivo da atividade), estabelecimento de percentuais para reserva legal de proteção ambiental (conhecimento do impacto do desmate no bioma), estabelecimento de proteção legal a minorias (conhecimento sociológico e antropológico das comunidades).

Nos exemplos citados, de modo bastante simplificado, as informações obtidas foram sempre de áreas do conhecimento de cunho científico. Nem sempre é assim. Às vezes, o preenchimento do vazio jurídico ocorre em outros ramos do conhecimento, especialmente da moral, e cada vez menos da religião.

É o caso da fixação de regras para o casamento, filiação, adoção, comportamento social, aborto, pena de morte, tortura, violência, liberdade, escravidão, direito à vida, entre outros.

### 1.3.2 A crise no momento – *ex post*

É de se reconhecer que a defesa dessa argumentação no momento *ex post* é muito mais difícil, porque esse momento, em princípio, é o momento sagrado do jurista, o momento em que somente ele pode estrelar esse papel, porquanto restrito.

Quanto a essa idéia, há de se fazer duas considerações gradativas. A decisão jurídica, para muitos, é um ato típico do juiz, a exemplo do que defende Dworkin com a projeção do juiz hercúleo, que encontrará no direito a melhor decisão possível, a decisão correta<sup>11</sup>.

Não parece razoável nem compromissado com a realidade imaginar que apenas o magistrado toma decisões jurídicas. Todos os profissionais do direito tomam decisões jurídicas em diversos momentos, elaborando teses jurídicas, orientando clientes, dando pareceres, publicando livros, etc. E mais, não apenas os juristas tomam decisões jurídicas, todos os homens as tomam, quando escolhem não matar, não sonegar impostos, não faltar ao trabalho, habilitar-se para o exercício de atividades restritas, submeter-se a instituições. Todas essas são decisões jurídicas, eis que se configuram como respostas aos incentivos dados pela norma – geralmente negativos, em forma de sanção.

Não se pode esquecer, ainda, que os casos judicializados representam a extrema minoria dos eventos que comportam decisões jurídicas, pois diariamente milhões e milhões de pessoas decidem cumprir as normas. Noutros casos, normas não são cumpridas sem que haja judicialização, seja pelo conformismo da parte prejudicada, seja pela ineficácia do sistema de controle ou simplesmente porque não houve prejudicado.

Assim, o momento *ex post* é, classicamente, uma decisão de juristas, mas também se estende a todas aquelas decisões tomadas pelos homens levando-se em conta os parâmetros fixados em normas jurídicas, os incentivos.

---

<sup>11</sup> “Hércules serve a nosso propósito porque é livre para concentrar-se nas questões de princípio que, segundo o direito como integridade, formam o direito constitucional que ele aplica. Não precisa preocupar-se com a urgência do tempo e dos casos pendentes, e não tem dificuldade alguma, como inevitavelmente ocorre com qualquer juiz mortal, de encontrar uma linguagem e uma argumentação suficientemente ponderadas para introduzir quaisquer ressalvas que julgue necessárias, inclusive as suas caracterizações iniciais do direito” (DWORKIN, 2003, p. 453).

Essa argumentação pode ser observada em inúmeros exemplos, ou em inúmeras perspectivas, como a decisão de um empresário em pagar ou não determinado tributo. Não se imagine que pagar tributo seja uma decisão tomada com base no comprometimento pessoal com a norma instituidora. Fosse assim, não haveria necessidade de sanção. Pagar pode decorrer de uma decisão moral do homem, de seu comprometimento com a vida em sociedade e noção de coletividade. No entanto, diante de um Estado sem legitimidade, deixar de pagar um tributo pode ter uma conotação positiva, quando seu pagamento significar alimentar uma instituição imoral.

Sob outra ótica, caso não pagar o tributo se apresente mais lucrativo do que pagar, ainda que o contribuinte tenha que sofrer todas as sanções, certamente o percentual de sonegação aumentaria drasticamente (considerando os riscos envolvidos em razão do índice de efetividade da norma – número de sonegadores que sofrem sanções).

Mesmo o juiz, diante de casos conflituosos, pauta suas decisões muitas vezes em parâmetros não jurídicos, o que é normal pela sua condição humana, e porque não dizer desejável, dada a hipercomplexidade dos conflitos sociais não raras vezes desconsiderada pela norma.

Quantificar uma pena, realizar um juízo de razoabilidade e proporcionalidade, estabelecer prioridades, fixar prazos, formar livre convencimento – ou não, compatibilizar princípios, privilegiar direitos em detrimento de outros. Socorrer-se de parâmetros não jurídicos parece inevitável. Ao que parece, ou o juiz utiliza-se de parâmetros jurídicos para decidir (legalidade), aplicando uma escolha meta-jurídica realizada anteriormente, quando da elaboração da norma, ou, não se conformando com essa decisão posta (a norma), ou mesmo quando ela não baste para solucionar a causa, se utiliza de parâmetros meta-jurídicos próprios, que serão legitimados por meio da argumentação. É uma visão típica da pós-modernidade, a verdade é substituída pela opinião.

Com isso se conclui, com base na premissa de que o direito é vazio de conteúdo: a) tanto elaborar quanto aplicar normas jurídicas representam escolhas realizadas em outros espaços cognitivos que não o jurídico; b) Essa conclusão não representa nem um elogio nem uma crítica, apenas uma constatação; c) conscientizar-se desse exercício mental permite maior transparência no exercício e no controle da atividade jurídica.

#### 1.4 O PAPEL DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO COMO INSTRUMENTO ANALÍTICO PARA DECISÕES JURÍDICAS

Dentre o leque cognitivo de que se vale o direito para conformar suas decisões, a economia vem ocupando cada vez maior papel de destaque. A economia, como ciência de tomar decisões com base em critérios racionais e num ambiente de escassez, pode em muito ajudar na tomada de decisões jurídicas, essencialmente voltadas a evitar ou resolver conflitos. Enquanto a economia parametriza suas escolhas com base na eficiência, o direito o faz fulcrado na justiça.

Richard Posner deixa bem claras as limitações das análises de eficiência e sua aplicação ao direito, em que pese todo o esforço de objetivar os critérios jurídicos empreendidos pela disciplina, reconhece que a justiça é algo mais que economia. Entretanto, pondera que a economia pode esclarecer o valor do que a sociedade deve sacrificar para obter um ideal de justiça, ponderando que a demanda por justiça não é independente do seu preço:

Pero las nociones de La justicia incluyen algo más que la eficiencia. No es obviamente ineficiente tolerar los pactos suicidas; tolerar la discriminación privada por razones raciales, religiosas ou sexuales; tolerar que se mate y se devore al pasajero más débil del barco de la vida em circunstancias de desesperación genuína; obligar a los individuos a declarar contra si mismos; azotar a los prisioneros; permitir que vendan niños para su adopción; permitir el uso de la fuerza homicida en defensa de um interés puramente material; legalizar el chantaje; o permitir que los condenados elijan entre la prisión y la participación em experimentos médicos peligrosos. Sin embargo, todas esas cosas ofenden el sentimiento de justicia de los estadounidenses modernos, y todas son ilegales em mayor o menor (de ordinário mayor) medida. [...] La justicia es algo mas que economia, lo que el lector deberá tener presente al evaluar los enunciados normativos de este libro. Puede haber límites definidos, aunque amplios, para el poder explicativo y reformador del análisis económico del derecho. Sin embargo, la economía siempre podrá proveer una aclaración del valor mostrando a la sociedad lo que debe sacrificar para alcanzar um ideal económico de la justicia. La demanda de justicia no es independiente de su precio (POSNER, 2000, p. 33).

Fábio Nusdeo observa o papel da economia num ambiente de escassez, delimitando-lhe o papel de “criar um padrão decisório coerente a ser utilizado quando recursos escassos devam ser destinados a um fim qualquer. A atividade econômica é, pois, aquela aplicada na escolha de recursos para o atendimento das necessidades humanas. Em uma palavra: é a administração da escassez” (NUSDEO, 2008, p. 28).

Não se deve confundir economia com finança, o que é muito comum. Olhar problemas sociais com os olhos da economia não significa retornar ao utilitarismo. Não pretende a economia, por óbvio, uma busca obcecada por estabelecer preço a todas as coisas da sociedade. A economia procura estabelecer critérios objetivos para parametrizar escolhas, ainda que abstratas<sup>12</sup>.

Interpretar princípios (maior expressão moral do direito) não é fazer um cálculo matemático com base em “preços” atribuídos a eles pelo mercado. No entanto, não se pode negar, decidir entre propriedade privada e função social da propriedade, livre iniciativa e intervenção estatal, legalidade e livre convencimento, autonomia funcional e impunidade, proteção ao meio ambiente e desenvolvimento econômico, direitos fundamentais e reserva do possível, por exemplo, é dizer que, num dado momento, um “vale” mais que outro. Ponderar esses princípios não é mais que percentualizá-los subjetivamente<sup>13</sup>. Sendo essas escolhas feitas fora do direito (na moral, na política, na psicologia) nada mais razoável que introduzir nesse jogo argumentativo alguns critérios econômicos objetivos a fim de tornar a decisão argumentativamente mais adequada, de um lado, e aferível – controlável – de outro. Esse trabalho não é simples.

Bruno Meyerhof Salama observa a dificuldade de aplicar critérios econômicos no âmbito jurídico. Entretanto, apresenta inúmeras funcionalidades para essa tarefa, tais como a identificação aprofundada das opções institucionais possíveis sob a perspectiva de seus efeitos, a melhor compreensão dos jogos de incentivos estabelecidos pelo sistema jurídico em face dos conflitos sociais e o oferecimento de novas ferramentas ao jurista para seu mister :

Ao longo desse texto vou ressaltar o fato de que a disciplina serve, antes de tudo, para eliminar problemas jurídicos e apontar implicações das diversas possíveis escolhas normativas. Aqui me afasto tanto da visão do Direito e Economia como um conjunto de receitas de bolo (que é ridícula) quanto da visão de que a discussão sobre eficiência seja irrelevante para o Direito (que é míope porque a construção normativa não pode estar isolada das suas conseqüências práticas). [...]

---

<sup>12</sup> “O que verdadeiramente interessa à Economia é perceber quais os incentivos a que as pessoas reagem e como é que lhes reagem: o facto desses incentivos serem, ou não, monetários é irrelevante” (VASCO, 2007, p. 37).

<sup>13</sup> Recentemente o STF tem discutido inúmeras questões que obviamente encontram respostas fora do direito, como a interrupção da gravidez em fetos anencéfalos, a demarcação da reserva indígena Raposa Serra do Sol, a disciplina no uso de algemas pela polícia, o fim do nepotismo, a fidelidade partidária, o regime da greve de servidores públicos, a pesquisa em células-tronco, etc.

Qual seria, então, o projeto acadêmico da disciplina de Direito e Economia? A meu ver, deve ser essencialmente o de (a) aprofundar a discussão sobre as opções institucionais disponíveis, trazendo os efeitos de cada opção para o centro do debate, (b) apontar os incentivos postos pelas instituições jurídico-políticas existentes, de modo a identificar interesses dos diversos grupos, inclusive daqueles sub-representados no processo político representativo, (c) repensar o papel do Poder Judiciário, de modo que este se encaixe nos sistemas modernos de formulação de políticas públicas, mas tendo em conta que o país já possui uma tradição jurídica, e (d) enriquecer a gramática jurídica, oferecendo novo ferramental conceitual que ajude os estudiosos, os profissionais, e os pesquisadores em direito a enfrentar dilemas normativos e interpretativos (SALAMA, 2008).

Compatibilizar justiça e eficiência é possível, desde que se estabeleça previamente, com um mínimo de objetividade, o que se pode considerar como uma e outra, e isso depende de identificar a relação da decisão com o seu objeto e conhecer, ao menos argumentativamente, a consequência desejada pela norma.

Para Fernando Araújo, o desiderato da Análise Econômica do Direito passa por:

[...] elucidar, tornar mais transparente e por essa via mais acessível e operante, a lógica recôndita dos mecanismos básicos das trocas de mercado, a estrutura interna dos sistemas jurídicos que se endereçam ao funcionamento do mercado, ajudando a superar a quase-exclusiva concentração do dogmatismo na <<linguagem interna>> das instituições jurídicas, com as suas ilusões <<arquitectónicas>> acerca da sua própria <<cientificidade>> e da sua coesão sistemática>>.

Trata-se, em suma, num certo grau, até certo ponto, de fornecer ao Direito uma visão menos dogmática e mais articulada com os contributos das demais Ciências Sociais (ARAÚJO, 2007, p. 30).

A economia pode ajudar a prever as consequências da decisão com mais precisão, bem como oferecer um imenso instrumental analítico ao jurista para conhecer melhor o panorama fático englobado na sua escolha. Pensar a decisão também pelas suas consequências é, além de desafiador, mais comprometido com os objetivos da República estabelecidos na Constituição.

## 1.5 A RELAÇÃO HUMANA COM A NORMA

Como é sabido, a estrutura lógica da norma, via de regra, é disjuntiva, não proibitiva, de modo que a um enunciado hipotético (descrição de uma conduta) a norma atribui uma

consequência (sanção). Deparado com essa situação, o objeto da norma (o homem) decide simplesmente cumprir a norma ou se sujeitar às sanções. É uma resposta volitiva.

Essa vontade humana é uma escolha racional individual que estabelece uma preferência pessoal. A sanção é o incentivo que o direito dá ao homem para cumprir a norma, que só faz sentido diante do medo de sofrer a sanção, que deve ser menos proveitoso do que cumprir a norma.

Embora na maioria dos casos o seja, a sanção nem sempre é negativa. Quando o Estado deseja que as pessoas não pratiquem determinado tipo de conduta, pode estabelecer uma sanção negativa caso a conduta seja praticada. Entretanto, a utilização da sanção positiva tem sido cada vez mais frequente, como estabelecer benefícios àqueles que praticam condutas desejadas pelo Estado.

Deixar de pagar um tributo é uma conduta indesejada pelo Estado, a que atribui uma sanção negativa como, por exemplo, a multa. Pagar um tributo em dia é uma conduta desejada, a que se pode atribuir uma sanção positiva, como desconto no valor pago. Se o benefício do desconto for mais vantajoso do que a razão do a) valor da multa pelo b) benefício do retardamento ou não pagamento e pelo c) seu índice de aplicação (efetividade), certamente o índice de adimplemento crescerá. Essa norma só fará sentido para o Estado caso o aumento na arrecadação decorrente do incentivo supere a perda arrecadatória do desconto. Trata-se de um jogo de incentivos<sup>14</sup>.

Stiglitz e Walsh exemplificam um sistema de incentivos para o mercado de energia elétrica, diferenciando o efeito renda e o efeito substituição, dando conta de como a economia pode induzir com mais precisão condutas desejadas.

No inverno de 2001, o estado da Califórnia foi atingido por uma escassez de energia. Sob uma legislação que desregulava em parte o mercado de eletricidade, as principais empresas fornecedoras de eletricidade do estado tinham de adquirir a energia no mercado aberto enquanto a vendiam aos consumidores a um preço pré-fixado. Com o

---

<sup>14</sup> “O direito, por sua vez, ao estabelecer regras de conduta que modelam as relações entre pessoas, deverá levar em conta os impactos econômicos que delas derivarão, os efeitos sobre a distribuição ou alocação de recursos e os incentivos que influenciam o comportamento dos agentes econômicos privados. Assim, o direito influencia e é influenciado pela economia, e as Organizações influenciam e são influenciadas pelo ambiente institucional. A análise normativa encontra a análise positiva, com reflexos relevantes na metodologia de pesquisa nessa interface” (ZYLBERSZTAJN; SZTAJN, 2005).

grande aumento nos custos do atacado, as empresas se viram obrigadas a vender a energia bem abaixo do custo. A demanda superava a oferta.

Quando a demanda excede a oferta, há duas soluções possíveis: aumentar a oferta ou reduzir a demanda. Num sistema de mercado desregulado, o preço da eletricidade teria aumentado e os preços mais elevados teriam proporcionado aos consumidores incentivos para poupar energia. Um preço mais alto reduz a demanda por dois caminhos. Quando os preços da eletricidade aumentam em relação aos preços de outros bens que as famílias compram, cada família tem incentivo para economizar eletricidade. É o efeito substituição. Mas há também um efeito renda. Como a eletricidade se tornou mais cara, a renda real da família se reduz – tem de gastar mais para obter a mesma quantidade de bens (incluindo a eletricidade) que consumia. Com uma renda real menor, a família corta despesas com todos os tipos de bens, incluindo a eletricidade. É o efeito renda.

Como os custos de energia mais altos podem ter um impacto desproporcional sobre as famílias de baixa renda, os políticos muitas vezes relutam em permitir aumento nos preços de energia. Contudo, a solução não é impedir o aumento dos preços – manter os preços baixos simplesmente reduz os incentivos para que todas as famílias poupem um recurso escasso. Antes, imagine que o acréscimo nos custos de energia represente em média US\$ 200 por família. O efeito renda pode ser eliminado, permitindo-se, contudo, que o efeito substituição cumpra seu papel de reduzir a demanda, se for concedido a cada família um reembolso de US\$ 200. Em média, a renda das famílias não se reduzirá – o impacto dos preços mais altos de energia será compensado pelo reembolso de US\$ 200. Mas o efeito substituição ainda estará em operação. Ao gastar sua renda, a família se depara com um preço relativo mais elevado para a eletricidade. Assim, terá um incentivo para economizar eletricidade (STIGLITZ e WALSH, 2003, p. 96).

No caso acima, havia uma norma posta que não se amoldava às necessidades apresentadas no mercado. Com o preço fixo na revenda e o preço livre no atacado, o revendedor se viu na circunstância de ter que vender seu produto por um preço inferior ao que comprava. Se nenhuma medida fosse tomada para alterar a norma haveria desabastecimento, pois a atividade de revenda não mais seria interessante. Somado a isso não havia nenhum incentivo para diminuição do consumo de energia, já que seu preço não poderia ser aumentado.

Aumentar simplesmente o preço da energia também não seria a melhor opção, pois provocaria o “efeito renda”, diminuindo o poder de compra da população, especialmente dos mais pobres, que devotam proporcionalmente um percentual maior de sua renda ao pagamento da energia, reduzindo assim a demanda em todos os outros mercados. Como então incentivar a economia de energia sem provocar o efeito renda? A solução apontada no caso foi o oferecimento de um reembolso equivalente ao acréscimo médio no custo da energia.

A energia de fato ficou mais cara, de modo a funcionar como incentivo à redução no consumo de energia. Entretanto, a concessão de um bônus em valor fixo, no caso, a média do

impacto do aumento, atinge de forma diferente as famílias mais ricas e as mais pobres. No tocante às primeiras, para as quais o valor pago pela energia representa percentualmente uma fatia bem menor da renda total, e ao mesmo tempo apresentam um consumo maior, o reembolso foi de menor monta, incentivando-os a economizar mais em razão do efeito substituição, já que o preço relativo da energia ficou maior. Com relação às famílias mais pobres, o reembolso é proporcionalmente maior à sua renda e ao seu consumo de energia, reduzindo-lhes o efeito renda.

Pelos exemplos dados, ferramentas da economia podem servir ao direito com o desiderato de lhe proporcionar um maior grau de efetividade nos resultados obtidos com sua aplicação.

Essa observação merece um aparte quando se trata de normas de direito econômico. Nesse caso, o mercado passa a ser o objeto direto da norma, e o homem seu objeto oblíquo. Assim, o jogo de incentivos não se dirige, nesse caso, ao homem diretamente, mas ao mercado. Este, não responde volitivamente à norma por uma simples razão: não tem vontade própria. A vontade do mercado é formada pela soma das preferências individuais dos seus agentes, sujeitas a todo tipo de assimetria<sup>15</sup>. Em outras palavras, “a actividade econômica se funda, unicamente num conjunto de relações interindividuais, cuja expressão é o mercado” (MONCADA, 2000, p. 15).

Costuma-se dizer que a economia não responde volitivamente aos incentivos da norma, mas reativamente, como um “estado de natureza”, não no sentido de irracionalidade, mas no sentido de uma racionalidade peculiar num ambiente de conflito.

Nesse sentido prossegue o professor Luis S. Cabral de Moncada, observando que a reação do mercado a elementos de incentivo na verdade é o produto nas manifestações individuais dos agentes econômicos. Por essa razão defende não haver uma vontade “coletiva” do mercado, mas inúmeras vontades individuais que geralmente assumem a majoritariedade em algum sentido.

O mercado não é de facto o meio ambiente característico do «estado de natureza» no sentido *hobbesiano* do termo, caracterizado por uma situação irracional de conflito permanente e anárquico de todos contra todos, ao sabor da mera apetência individual, anterior à Aufklärung ou seja, ao esclarecimento racional da vontade individual consequente e pressuposto da vida em comunidade. Tal concepção de mercado é

---

<sup>15</sup> Isso, logicamente, num contexto de economia de mercado, como é o caso do Brasil.

puramente ideológica na medida em que visa desvalorizar os efeitos e conseqüências do respectivo funcionamento para melhor fazer a apologia dos mecanismos centralizados e planejados de decisão econômica, arvorados afinal em critério exclusivo da respectiva racionalidade.

Pelo contrário, a intervenção do estado na economia parte muitas vezes do princípio de que o mercado é o terreno por excelência de uma racionalidade espontânea, «natural», caracterizada pela concertação dos planos econômicos individuais que é uma conseqüência necessária da própria natureza heterogênea dos interesses em jogo e da arbitrariedade da vontade individual (MONCADA, 2000, p. 29).

Essa é inclusive a manifestação de uma das premissas da análise econômica do direito, o individualismo metodológico, pressuposto de que as decisões humanas são fundadas em incentivos parametrizados nos interesses individuais de quem toma a decisão.

É desse modo que a ciência econômica, no âmbito da intervenção do Estado na economia, ganha ainda mais importância, na medida em que serve de instrumental analítico mais preciso para estabelecer quais normas são mais adequadas para serem produzidos os efeitos almejados, bem como quais as melhores escolhas jurídicas diante das normas postas.

## 1.6 A EFICIÊNCIA ECONÔMICA E SUA CONTRIBUIÇÃO AO DIREITO

São muitos os conceitos de eficiência econômica, mas, dentre eles, pode-se apontar a eficiência de Pareto como um dos mais estudados.

Para o sociólogo e economista Vilfredo Pareto, uma mudança só pode ser considerada eficiente caso o cenário novo resulte num produto global superior ao verificado anteriormente, sem que, para tanto, nenhum dos atores envolvidos apresente perdas. Assim, só pode ser considerada uma melhoria de Pareto a situação em que pelo menos um agente apresente ganhos sem que qualquer outro apresente perdas.

O ponto positivo dessa visão é que almeja a utilização de valores potenciais ainda não utilizados. Só utilizando um potencial ocioso é que alguém pode ganhar sem ninguém perder. Estimula o crescimento sem conflito.

Esse ganho pode ser individual quando, por exemplo, um Fazendeiro melhora a produtividade de sua terra sem avançar nas terras do vizinho, nem sem lhe impor nenhuma externalidade negativa. O produtor `A` produziu, no ano de 2009, uma tonelada de um determinado produto. O seu vizinho, `B`, também produziu uma tonelada de outro produto. No ano de 2010, o produtor `A` aumentou sua produção para uma tonelada e meia, ao passo que `B` manteve a produtividade em uma tonelada. A mudança significa uma melhoria de Pareto, pois a produção total passou de duas toneladas para duas toneladas e meia.

O ganho também pode ser não individual, como numa relação comercial de compra e venda. Quem vende prefere o dinheiro ao bem, ao passo que quem compra prefere o bem ao dinheiro. Após a operação, o índice de satisfação global será maior, pois quem preferia o dinheiro e tinha o bem, agora tem o dinheiro, e quem preferia o bem ao dinheiro, e tinha o dinheiro, agora tem o bem. Pressupondo a inexistência de falhas de mercado, a operação significou uma melhoria de Pareto, pois, como o preço foi consensual, ambos estão em situação melhor do que antes da operação.

Quando se chega à situação em que nenhum dos agentes pode ganhar sem significar perda para qualquer outro, ou seja, quando não há mais capacidade ociosa, podemos dizer que esse é um ótimo de Pareto.

O lado negativo da eficiência de Pareto é que representa uma perspectiva extremamente conservadora de melhoria, pois não considera a alocação dos recursos. Se num ambiente em que o ganho global máximo é de cem unidades, e um dos agentes ostenta os cem, em detrimento dos demais que não ostentam nada, ainda assim, essa situação é um ótimo de Pareto. Isto porque qualquer modificação nesse cenário não pode representar uma melhoria de Pareto, pois atribuir uma unidade a qualquer dos agentes que não possui nada representa apropriá-la do que possui tudo. Como o ganho para um representa uma perda para outro, essa situação não pode ser considerada como uma melhoria de Pareto, pois o que interessa é a utilização máxima do potencial ocioso.

A eficiência de Pareto, portanto, se mostra interessante a fim de aumentar o ganho total utilizando-se da capacidade produtiva ociosa. Para outras situações esse critério se mostra insuficiente, a exemplo de quando se faz necessário realocar recursos.

A realocação de recursos faz sentido quando aquela mesma unidade representa ganho maior na mão do agente que não o possui no momento. Essa ilação não faz sentido apenas sob a ótica da produtividade, mas se insere também na própria lógica do sistema republicano eventualmente adotado nas constituições. Qual o valor de um prato de comida? Depende da alocação. Para quem já comeu o primeiro prato, outro prato vale bem menos do que para quem ainda não comeu nenhum. Um real vale bem menos para um milionário do que para um pedinte.

Como exemplo podemos citar a desapropriação para fins de reforma agrária, em que a transferência da propriedade de um agente (que a tem por excesso) para outro (que não a possui) representa um instrumento de realocação recursos. Do mesmo modo a tributação também pode representar um instrumento de realocação de recursos, por exemplo, para programas de distribuição de renda, como o bolsa família (transferência direta) ou como o custeio de programas sociais (transferência indireta).

O sistema jurídico, inspirado em critérios políticos, econômicos, morais, ou qualquer que seja, irá estabelecer preferências na alocação de recursos na sociedade a fim de nortear esses programas de transferência de patrimônio.

Nesse contexto surge o conceito de eficiência de Kaldor-Hicks, por meio do qual se admitem ganhos para uns que representem prejuízos para outros, utilizando-se um sistema de direitos que permita a compensação, ainda que potencial, do prejudicado. Em outras palavras, os ganhos do ganhador teriam que ser superiores às perdas dos perdedores, o suficiente para ser possível ao ganhador indenizar o perdedor pelos prejuízos sofridos e ainda assim auferir lucro com a mudança.

Estabelecer preferências alocativas não é um trabalho simples, se considerarmos a escolha pelas suas conseqüências, pois nem sempre uma distribuição igualitária ou mesmo equilibrada dos bens representa um ganho *pró-futuro*. Para evitar as polêmicas dos casos concretos, é possível utilizar o seguinte exemplo. Uma ilha habitada por quatro pessoas tem como única fonte de alimento um coqueiro alto, no qual os frutos só são alcançados pela sobreposição de quatro caixotes disponíveis. Caso esses quatro caixotes sejam apropriados por um único habitante, temos a garantia da viabilidade na colheita dos frutos. Dividir os caixotes entre os habitantes não garante a colheita do fruto, já que isoladamente não servem à colheita, e

não há garantia de que haverá cooperação entre os quatro habitantes. Nesse caso, talvez seja mais adequado estabelecer um sistema de direitos que garanta a colheita e a distribuição dos frutos do que simplesmente dividir os caixotes e esperar uma cooperação incerta entre os habitantes.

Pela utilização do critério de eficiência de Kaldor-Hicks é possível estabelecer um critério de apropriação dos frutos já colhidos pelos que não possuem o caixote, ainda que se estabeleça uma compensação ao possuidor dos caixotes. É preciso se levar em conta que a) os frutos em cima da árvore não têm valor e b) o possuidor precisa de uma garantia de que, colhidos os frutos, ele poderá consumi-los, ainda que parcialmente, já que os não possuidores são maioria e poderiam tomar-lhe os frutos, ou mesmo os caixotes. Esse raciocínio pode e é frequentemente utilizado para justificar ganhos em escala.

Esse sistema de direitos, estabelecido num critério político democrático de consenso, garante a colheita e o consumo dos frutos por todos os habitantes, ainda que de modo razoavelmente desigual.

### 1.7 SE O DIREITO É VAZIO DE CONTEÚDO, QUAL A FINALIDADE DO SISTEMA DE DIREITOS?

Segundo a linha de raciocínio até então desenvolvida, o Direito é vazio de conteúdo, configurando uma técnica (ou arte, ou fato social) de justificar, pela legitimação, escolhas feitas com base em diversas instituições sociais: política, moral, religião, economia, etc.

Nesse desiderato, o direito se apresenta fundamentalmente em dois momentos: a elaboração da norma (*ex ante*) e a aplicação da norma (*ex post*).

No momento *ex ante*, a escolha pode ser sem parâmetros jurídicos anteriores, como numa constituinte (partindo-se do pressuposto formalista do direito, desconsiderando a existência de qualquer “direito natural”). Essa escolha também pode ser guiada por parâmetros fixados em normas anteriores, como nos casos de constituinte derivado, legislador ordinário, regulamentador e prolator de atos administrativos (todos esses aqui denominados de normas derivadas). Não se olvide que essas normas derivadas foram criadas com base em parâmetros fixados em normas

anteriores, e assim sucessivamente até o retorno à norma primária, no caso, a constituição. Mesmo assim, observados esses parâmetros fixados nas normas anteriores, as normas derivadas também apresentam em maior ou em menor grau espaços decisórios não vinculados a normas anteriores, pois fosse para repetir integralmente a norma velha não faria sentido criar uma nova.

Assim, a elaboração da norma é sempre um “marco zero” do direito, direta ou indiretamente, em maior ou em menor grau. Sendo esse o “marco zero”, por óbvio a busca de conteúdo não se dará no próprio direito, mas nos outros espaços cognitivos do homem.

Esses espaços cognitivos informarão ao criador da norma o seu conteúdo, estabelecendo sua conexão com o mundo real. Entre o conceito jurídico de homicídio e morte provocada existe uma infinidade de julgamentos morais, culturais, psicológicos, que levaram à instituição do crime, atribuindo-se-lhe uma sanção severa. Mais severa, por exemplo, que o furto.

Sem adentrar na temática do neo-constitucionalismo, as constituições contemporâneas, que estabelecem a estrutura estatal, na qual se inclui o sistema jurídico, escolheu com base nesses critérios meta-jurídicos valores (princípios), metas (objetivos da República, por exemplo – art. 2.º, CF; e boa parte dos direitos fundamentais), e limites (direitos fundamentais protetivos).

Assim, com base na legitimação garantida pelo direito, o Estado tem como escopo atingir as metas estabelecidas na constituição respeitados os limites de incursão na esfera individual.

A análise econômica do direito se insere nessa trama a fim de dar ao jurista meios de conhecer melhor os fatos e assim poder decidir de forma a, respeitadas as restrições, adotar medidas menos custosas que representem maior ganho na consecução das metas.

O mesmo raciocínio também pode ser aplicado ao momento *ex post*. A única diferença é que o “momento zero” é muito menor, fato que vem mudando dado o enorme espaço decisório que vem sendo dado ao aplicador do direito, por meio de fenômenos como a criação judicial do direito e a judicialização da política, bem como com o desenvolvimento das teorias da argumentação jurídica.

## 1.8 AS ARMADILHAS RETÓRICAS DE MUITAS DAS CRÍTICAS FEITAS À ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

Algumas críticas dirigidas à análise econômica do direito são absolutamente equivocadas, porquanto impingidas do erro que lhe imputam: ideologia.

Atribuir à análise econômica do direito o caráter instrumental de propagação do ideal liberal, carimbando-lhe a pecha maniqueísta de “neoliberal” é, no mínimo, desconhecer seu instrumental teórico. Ao contrário, percebe-se nesse tipo de argumentação uma visão recheada de ressentimentos ideológicos geralmente fundados num antiamericanismo ingênuo e, convenhamos superado.

Do mesmo modo, contrapor a análise econômica do direito à realização dos direitos fundamentais igualmente representa um equívoco epistemológico quanto aos fundamentos da pesquisa.

A análise de impacto das decisões jurídicas no ganho social, o estudos dos custos de transação nos sistemas jurídicos, das externalidades, dos incentivos, das estruturas de poder econômico, da concorrência, dos monopólios, dos preços, nada disso leva sempre a uma única solução. Imaginar que a aplicação desse maquinário teórico (dentre inúmeros outros típicos da disciplina) leva sempre a uma solução deduzida da “cartilha neoliberal” é não querer ver a realidade que já se mostra posta: esse momento já passou.

O contexto da geopolítica mundial vem sendo violentamente alterado, especialmente com a perda de poder econômico gradual por parte dos países ricos em detrimento dos emergentes. Talvez quem menos tenha gostado da globalização tenha sido o operário americano que perdeu seu emprego para um chinês. Não há como negar a crescente dependência americana das economias estrangeiras, especialmente das emergentes, como do petróleo árabe e do mercado consumidor chinês.

A questão que se apresenta é: como construir uma estrutura institucional nos países emergentes – dentre os quais se inclui o Brasil – que permita crescer economicamente com desenvolvimento sustentável. Gerar riqueza, também gerando desenvolvimento, é uma fórmula

que deve ser buscada incessantemente, e abrir mão de um vasto instrumental por caprichos ideológicos datados não parece minimamente comprometido com os interesses da sociedade. Não se busca um projeto “neoliberal”, já superado inclusive nos Estados Unidos, mas um projeto de nação soberana que se relacione nesse novo contexto mundial de modo a se aproximar cada vez mais do cumprimento dos objetivos da República estabelecidos na Constituição.

Uma análise econômico-normativa do direito pode sugerir tanto uma menor intervenção do Estado como uma intervenção em nível superior, a depender dos resultados de um e de outro modelo. Interessa menos o modelo e mais o resultado. Daí a neutralidade.

O próprio Richard Posner, na recente obra “*A failure of capitalism – the crisis of '08 and the descent into depression*”, a respeito da crise financeira americana, reclamou uma maior intervenção estatal no mercado financeiro, atribuindo em parte a responsabilidade pela crise ao excesso de absentismo estatal:

[...] but without any government regulation of the financial industry, the economy would still, in all likelihood, be in a depression. We are learning from it that we need a more active and intelligent government to keep our model of a capitalist economy from running off the rails. The movement to deregulate the financial industry went too far by exaggerating the resilience - the self-healing powers - of laissez-faire capitalism (POSNER, 2009, p. xii)<sup>16</sup>.

Como os direitos fundamentais se inserem nesses resultados? Não seriam eles colocados em segundo plano pelos modelos econômicos? Evidente que não. Como já debatido linhas atrás, é o sistema normativo que fixa os fins, e a análise econômica (aliada aos demais ramos do conhecimento, como a política, a moral, etc.), por meio do direito que os legitima, que vai dizer como se chegar nesse desiderato de modo menos custoso (custo econômico, mas também custo moral, político, etc.).

---

<sup>16</sup> Livre tradução: “Porém, sem qualquer regulação governamental do setor financeiro, a economia ainda estaria, provavelmente, numa depressão. Nós estamos aprendendo com isso que precisamos de um governo mais ativo e inteligente para manter o nosso modelo de economia capitalista funcionando nos trilhos. O movimento para desregulamentar o setor financeiro foi longe demais exagerando a resiliência - os poderes de auto-cura - do capitalismo de *laissez-faire*”.

Não se tratam de fórmulas mágicas, mas de parâmetros científicos que auxiliam o Estado nesse mister<sup>17</sup>. Não basta, diante de um enunciado constitucional de direito fundamental à saúde, sugerir decisões normativas ou judiciais que criem por passe de mágica essa estrutura. É preciso pensar como essa estrutura deve ser modelada para funcionar melhor e com o menor custo social futuro.

É preciso fazer uso de toda essa gama de conhecimento acumulado para dar vazão de forma cada vez mais eficiente ao imenso passivo social debitado à sociedade brasileira, projetando para o futuro uma nação livre, um Estado racional e uma sociedade menos desigual.

---

<sup>17</sup> “A maior intervenção do Estado não é nem a perversão do capitalismo, nem sua socialização ou aperfeiçoamento rumo a uma sociedade de bem-estar. É uma solução conjuntural para problemas sociais detectados por aqueles que têm o poder de decidir em nome do Estado, num ambiente inescandivelmente capitalista. Os resultados disso só podem ser referidos *a posteriori*” (AGUILLAR, 2006, p. 10).

## CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ECONÔMICA DOS CONTRATOS

É importante frisar de início algumas ponderações a respeito do uso da teoria econômica dos contratos no debate a respeito do regime de contratação para produção de petróleo e gás.

Usualmente, a disciplina é utilizada com o escopo de garantir um maior grau de eficiência de Pareto nas relações contratuais, primeiramente, garantindo que os negócios sejam celebrados e, num segundo momento, que eles sejam cumpridos.

Em termos genéricos, a disciplina almeja responder às seguintes perguntas: “quais promessas deveriam ser executadas?”, “qual deveria ser o remédio jurídico para a quebra de promessas executáveis?” (COOTER; ULEN, 2010, p. 202-205).

Usualmente a contratação envolve uma obrigação diferida no tempo, o que gera o fator risco como elemento fundamental para concepção da avença. Assim, o que os americanos chamam de barganha (*consideration*), é um “diálogo sobre valor para chegar a um acordo quanto ao preço” (COOTER; ULEN, 2010, p. 202). A jurisprudência americana utiliza a chamada teoria da barganha para a definição do que seja um contrato, de modo que sua existência está condicionada à fixação de um preço, não sendo reconhecidas como obrigatórias avenças gratuitas, o que não é seguido pelo Código Civil Brasileiro. Assim, para o direito americano uma obrigação contratual existe e é protegida pelo direito apenas se na constância de uma barganha, o que é criticado por muitos autores, inclusive Robert Cooter e Thomas Ullen (COOTER; ULEN, 2010, p. 202).

Richard Posner elenca cinco utilidades que a jurisprudência americana atribui à doutrina da barganha: 1) reduz o número de demandas contratuais falsas ao exigir que o demandante prove algo além da promessa; b) reduz a probabilidade de compromissos contratuais inadvertidos devido ao uso descuidado da linguagem negocial; 3) livra os tribunais de ter que fazer cumprir muitas promessas triviais que surgem em contextos sociais e familiares; 4) elimina dos tribunais os casos que, embora num contexto de troca, a promessa ou tarefa de uma das partes é extremamente vaga, pois o Judiciário não possui melhores condições para atribuir preços aos bens que seus proprietários; 5) ajuda a prevenir o comportamento oportunista, eliminando

acordos feitos em situações impertinentes, nos quais as partes não tivessem efetiva liberdade de negociação (POSNER, 2000, p. 97-98).

No direito brasileiro o contrato é configurado como o acordo de vontade entre partes, independentemente da existência de barganha. Prepondera a intenção recíproca na celebração do acordo, a autonomia da vontade.

Num jogo bastante simples, caso não houvesse exequibilidade do contrato, não sendo ele protegido pelo direito, o negócio não seria firmado, já que, sem exequibilidade do contrato, a estratégia dominante para o contratado é sempre deixar de cumprir sua obrigação após o recebimento do pagamento. Sendo essa estratégia dominante, portanto, previsível, o contratante não realizaria o pagamento, e, portanto, não haveria a contratação.

Garantindo o cumprimento dos contratos, na verdade, o direito garante a existência dos contratos, na perspectiva de que sem exequibilidade não há interesse das partes em contratar.

Tradicionalmente, a análise econômica dos contratos almeja responder às suas duas perguntas metodológicas sob a perspectiva da eficiência de Pareto, sem considerar a alocação dos bens nem mesmo as vantagens decorrentes da avença para cada participante. É, portanto, uma análise normativa, como já debatido anteriormente.

Entretanto, alguns elementos importantes temperam o debate em questão, o que faz necessária uma adaptação dessa perspectiva de Pareto para o caso do petróleo e gás.

Em primeiro lugar, a definição dos regimes de contratação, concessão e partilha, foi feita por lei federal de competência da União, que é a detentora dos bens objeto dos contratos, no caso, o petróleo e o gás. Surge assim a primeira característica peculiar: uma das partes contratantes tem o poder de unilateralmente definir a legislação que irá reger o negócio, como uma espécie de “contrato legal de adesão”.

Em segundo lugar, a União pode celebrar esses contratos com empresas privadas, mas pode também celebrá-los com a Petrobrás, sociedade de economia mista que, em que pese tenha boa parte do seu capital oriundo da iniciativa privada, está sob o controle estatal. Assim, outra característica peculiar é que um dos concorrentes a celebrar o contrato com a União é a própria União, por meio da Petrobrás. Esse dado traz importantes repercussões no tocante ao

gerenciamento de informações e consequente poder de mercado, como será abordado mais adiante.

Um terceiro elemento que não pode ser desconsiderado é o papel geopolítico do petróleo e do gás. Como já observado em tópico anterior, as relações em torno do mercado internacional de petróleo e gás são bastante interligadas com a estrutura de poder e mesmo com a soberania, basicamente pela escassez do produto, a não renovabilidade de sua oferta e sua importância como principal matriz energética do planeta.

Como concorrentes da Petrobrás temos empresas estatais de outros países e empresas privadas transnacionais umbilicalmente ligadas a outros Estados soberanos ou mesmo blocos de países politicamente organizados em torno de um mesmo fim, de modo que as movimentações estatais ou empresariais na indústria mundial do petróleo estão inegavelmente temperadas por estratégias geopolíticas.

Por essa razão, a análise ora empreendida não está focada numa perspectiva de Pareto para desenvolvimento da indústria internacional do petróleo. Não se procura sugerir um modelo de contratação a ser adotado em âmbito mundial a fim de propiciar um melhor desenvolvimento da indústria. O objetivo não é debater sobre um contrato ideal, mas sobre um contrato real. O trabalho parte dos sistemas de contratação já postos dogmaticamente no Brasil, concessão e partilha, e os analisa sob a perspectiva de vantajosidade para o país. Enfim, não se procura o melhor contrato para o mercado, mas o melhor contrato para o Brasil.

Passa-se então a debater alguns elementos da análise econômica dos contratos para em seguida aplicá-los aos contratos de concessão e partilha, partindo-se desde os conceitos elementares da análise econômica do direito até pontos cruciais que serão utilizados para a reflexão sobre os modelos de contratação.

## 2.1 PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

Como visto, a análise econômica do direito consiste no emprego dos instrumentais teóricos e empíricos econômicos e ciências afins para expandir a compreensão e o alcance do

direito, aperfeiçoando o desenvolvimento, a aplicação e a avaliação de normas jurídicas, principalmente com relação às suas consequências, tendo como pressuposto que os seres humanos são racionais e reagem aos incentivos a que estão sujeitos.

Correntes com esse tipo de abordagem, fortemente influenciadas pelo pragmatismo jurídico americano<sup>18</sup>, como a Análise Econômica do Direito, conhecida nos Estados Unidos como *Law and Economics*, e os Estudos Críticos do Direito, denominada pelos americanos de *Critical Legal Studies*, partem do pressuposto de que: a) o direito é indeterminado, não oferece uma única resposta; b) as decisões jurídicas não são mera aplicação das leis, pois são determinadas por fatores como personalidade, ideologia, política; c) o jurista deve adotar uma abordagem mais pragmática do direito, utilizando-se de outras ciências para conhecer melhor as consequências das decisões.

Para esse desiderato, a Análise Econômica do Direito adotou três princípios fundamentais: o princípio da escolha racional, o princípio do equilíbrio e o princípio da eficiência.

### 2.1.1 Princípio da escolha racional

O princípio da escolha racional consiste numa presunção simbólica a respeito do nível de informação que cada pessoa detém. Ao tomar decisões, as pessoas pesam os custos e os benefícios vindouros, num exercício prospectivo de causa e consequência com base em informações a respeito das coisas e de suas próprias preferências. Quanto maior o conhecimento desses elementos mais precisa será a decisão.

Importante frisar que o menor nível de informação não torna a decisão irracional, mas apenas menos precisa. Em outras palavras, quem tem um nível baixo de informação decide racionalmente tendo por base os dados que conhece. A chance de errar será maior, mas a

---

<sup>18</sup> “No Realismo Jurídico norte-americano, a reação ao juspositivismo resultou em um clamor pela interdisciplinaridade com as demais ciências para aproximar direito da realidade social, afastando-se de seu formalismo estéril. Esse movimento acabou por gerar várias escolas de pensamento jurídico interdisciplinares, não necessariamente convergentes, que tentavam enxergar o mundo de forma mais realista e pragmática pela ciência, como a Análise Econômica do Direito e os Estudos Críticos do Direito (*Critical Legal Studies*), entre outros movimentos” (GICO JUNIOR, 2010, p.12).

racionalidade é mantida, de modo que olhando de fora, com um nível maior de informação, é possível prever qual a estratégia dominante num jogo de baixa informação, pois em que pese menos precisa, ela ainda é racional. Por exemplo, sem saber da existência de medicamentos, um índio com diabetes certamente escolheria um prato de comida com muita glicose em detrimento de um comprimido para tratar seu mal. Sua decisão foi irracional? Claro que não, apenas o baixo nível de informação o levou a tomar a decisão errada, o que seria previsível para quem observasse de fora com um nível maior de informação.

Vasco Rodrigues observa que “a literatura económica tende a descrever de três formas diferentes, mas que em geral se admite serem equivalentes, o que seja ‘actuar de forma racional’” (RODRIGUES, 2007, p. 12-13), dando conta que o princípio da escolha racional se manifesta por meio de três requisitos interrelacionados. O requisito de consistência, o requisito de utilidade e do requisito do custo de oportunidade.

O requisito de consistência tem como conteúdo pressupor que o homem tem preferências completas sempre que deparado diante de opções para decidir, de modo que sempre haverá escolha. Assim, numa dada situação entre optar por “a” ou “b”, sempre haverá uma preferência de um em relação a outro. Ademais, como consequência disso, a capacidade de decidir significa a existência de transitividade entre as escolhas, de modo que numa situação de optar entre “a”, “b” ou “c”, e o sujeito declara que prefere “a” em detrimento de “b”, e “b” em detrimento de “a”, é possível concluir, mesmo sem ele informar, que sua preferência é de “a” em detrimento de “c” ( $A > B > C$ ).

O requisito de utilidade significa que a escolha é feita com base numa escala gradativa, em função da sua maximização. Assim, a transitividade da escolha é pautada por uma gradação da utilidade que cada opção representa para o sujeito, e ele sempre escolherá a opção que mais lhe aproveite, maximizando seu benefício. Lógico que essa escolha é subjetiva, pois uma mesma opção pode apresentar diversas utilidades para pessoas diferentes. Uma pintura em tela certamente tem mais préstimo para o colecionador que para um jogador de futebol, o que torna a função imprecisa. Entretanto, não se pode esquecer que também a função de utilidade é pautada pela escolha racional, de modo que é uma presunção o indivíduo conhecer plenamente suas próprias preferências.

Já o requisito do custo de oportunidade indica que o agente opta por uma alternativa se os benefícios superam os custos, ou seja, se os benefícios esperados com a escolha superam os respectivos custos esperados. Não se leva em consideração o resultado efetivo, pois ele só virá depois de feitas as escolhas. Como dito, escolhas erradas são sempre racionais, induzidas a erro pela assimetria de informações, o que não retira sua racionalidade.

Como produto desses requisitos resulta o individualismo metodológico, que é justamente o dado essencial para compreensão do princípio da escolha racional. Para o individualismo metodológico, o cenário coletivo é resultado de decisões individuais, ou seja, todas as decisões são pautadas pelos interesses exclusivos de quem decide.

Assim, diante de uma opção para escolher, o sujeito orienta sua decisão para as alternativas que melhor lhe aproveitam, ainda que esse proveito seja em benefício de terceiro. Esse princípio é absoluto e envolve inclusive os atos de altruísmo, por exemplo. Quando alguém oferta um valor a alguma obra de caridade é porque espera um bem maior em troca, nem que seja a satisfação em ajudar o próximo ou a sensação do cumprimento de um dever moral. O valor da doação, por essa perspectiva, será sempre maior que o valor atribuído pelo doador a esses sentimentos.

Orientado por essa dosimetria de custo benefício, que é variável, é possível traçar o que STIGLITZ e WALSH (2003, p. 56) chamam de curva de demanda individual, dando conta de que as preferências das pessoas variam em relação aos respectivos custos. A tendência é um consumo maior de um bem que custa menos que outro que custa mais. Caso o preço do bem suba, o consumo diminui até zerar, que se caracteriza pelo momento em que para ninguém é mais interessante realizar aquela escolha.

Daí surge a noção de análise e custo marginal. A utilidade marginal, na definição de Fábio Nusdeo, é “a utilidade trazida por uma unidade ou dose adicional de qualquer produto” (NUSDEO, 2008, p. 32-33) e é geralmente ela que pauta as decisões das pessoas. Assim, a subjetividade da utilidade, como já dito, se manifesta no diverso valor que as pessoas dão às coisas, de acordo com suas preferências pessoais, mas também no valor que as pessoas dão a uma mesma coisa a depender da quantidade que já possuem.

Assim, uma nota de cem reais vale mais para uma pessoa de baixa renda que para um milionário, de modo que a pessoa de baixa renda estaria disposta a se esforçar muito mais para obter esse bem que o rico. Do mesmo modo, um prato de comida vale muito mais para quem passa fome do que para quem tem fartura em sua mesa. Nessa linha de raciocínio, ainda para a pessoa que passa fome, o primeiro prato de comida vale mais que o segundo, que vale mais que o terceiro, e assim sucessivamente. Talvez alguém com fome se sujeitasse a um trabalho pesado e degradante em troca de um prato de comida. Certamente, após comer, ela não faria o mesmo esforço. A pessoa e o prato de comida são os mesmos, o que mudou foi o benefício marginal.

Fábio Nusdeo conclui que “as decisões econômicas são sempre tomadas *na margem*, ou seja, com base em acréscimos e não em valores totais ou absolutos” (NUSDEO, 2008, p. 246).

Entretanto, essa presunção de racionalidade tem sofrido inúmeras críticas. É que, em que pese sustentável teoricamente, no mundo real não apenas o preço é o incentivo para as alterações de preferências. São inúmeros e incontáveis os fatores levados em consideração no momento da escolha, de modo que, de tantos, é impossível aferi-los. De tão variados e de tão subjetivos, os fatores que determinam a escolha racional terminam por dar-lhe o semblante de irracionalidade, o que tem sido observado por renomados professores, a exemplo de Fernando Araújo, dando conta da verificação dessa irracionalidade e observando uma tendência comportamental (*behaviorial*) na Análise Econômica do Direito:

Por um lado, o crescente reconhecimento, pela Ciência Econômica, das margens de indeterminação, de inarticulação, de irracionalidade, que se insinuam em todas as condutas, tornando necessária uma reformulação da teoria no sentido de identificação e admissão dessas margens, sob pena de soçobrar em irrealismo – e daí não apenas a paulatina evolução, no seio da própria análise econômica, rumo a uma <<*behaviorial Law and Economics*>>, com progresso abandono da rigidez axiomática da <<Teoria da Escolha Racional>>.

Essa análise comportamental vem criticando a utilização imponderada da teoria da escolha racional, uma vez que a racionalidade da conduta é mesclada, segundo sustentam os *behavioristas*, por respostas irracionais verificadas empiricamente e que encontram explicação em respostas subconscientes a estímulos.

### 2.1.2 Princípio do equilíbrio

Num sistema de livre escolha (mercado) o preço é produto da relação entre a oferta (função da oferta) e a demanda (função da demanda), tendendo ao equilíbrio. No dizer de Vasco Rodrigues:

Num mercado em que potenciais compradores e vendedores negociem livremente, a sua interacção tenderá a originar um preço para o qual a quantidade que uns querem vender (quantidade oferecida) seja idêntica à quantidade que os outros querem comprar (quantidade procurada) (RODRIGUES, 2007, p. 22).

A noção de equilíbrio, portanto, indica que a liberdade de negociação e de decisão tende sempre a levar a uma situação de equilíbrio, seja qual for a condição inicial, de modo que a alteração de qualquer dos elementos que integram a complexa gama de informações no ambiente de livre negociação impacta na alteração do ponto de equilíbrio.

Daí se pode concluir que o equilíbrio é natural e nunca um dado imputado, mas sempre um dado resultado. Quando o equilíbrio é fruto da autoridade, e não da liberdade, ele tende a ser pressionado para o ponto que seria o de equilíbrio pelas escolhas dos agentes econômicos, seja por desvios na oferta, na procura ou no preço.

Sendo o equilíbrio o ponto de convergência dos fatores que importam na decisão do consumo, existe uma força que implica na alteração dos demais quando houver a alteração em um elemento, e a isso os economistas denominam de elasticidade-preço ou elasticidade da demanda, sendo “definida como a mudança percentual na quantidade demandada dividida pela mudança percentual do preço” (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 72).

Em algumas circunstâncias pequenas alterações de preço implicam numa enorme queda da demanda, às vezes não. Essa relação é explicada pela elasticidade e significa o ponto de equilíbrio após a alteração empreendida no preço. Em alguns mercados a sensibilidade da demanda às alterações de preço é maior, o que se revela numa curva de demanda menos íngreme.

Contudo, o equilíbrio não é um dado isolado em laboratório. É possível que alterações em

um mercado impliquem repercussões em outro, e esse fenômeno é chamado de elasticidade cruzada. Por exemplo, talvez um aumento excessivo na tarifa do transporte público provoque um aumento na demanda por motos.

A elasticidade, assim, se mostra útil para demonstrar o nível de sensibilidade de cada mercado às alterações no ambiente que impactam na relação de consumo.

De todo modo, o princípio do equilíbrio dá conta de que as relações sempre tendem à estabilização, e que não existe assim uma “vontade coletiva”. O que existe são vontades individuais que podem ou não guardar entre si semelhanças a ponto de poderem seguir um padrão.

Contrariando a noção de equilíbrio como decorrência do processo de concorrência, a visão de Schumpeter indica a concorrência como um processo evolutivo decorrente do conflito, e que é marcado pelo desequilíbrio, ainda que em constante transitoriedade, dada a perene evolução que provoca nos agentes. Assim, a posição de conflito entre os concorrentes os leva a investir em inovações de toda a espécie que lhes possa colocar, ainda que transitoriamente, na posição mais próxima de monopolista o possível, o que seria debelado por outra inovação de outro concorrente.

Sobre a concorrência Schumpeteriana, KUPFER e HASENCLEVER (2002, p. 420-421), observam:

Nesse enfoque, concorrência não é um ‘dado’ ou um conjunto de ‘precondições’ – atomismo de mercado, racionalidade otimizadora dos agentes, informação completa – necessários para o equilíbrio competitivo, como na moderna ortodoxia axiomática da teoria econômica neoclássica. Tampouco é um processo de ajustamento a posições de equilíbrio, com *eliminação de lucros anormais* e de desvios considerados fortuitos, como no enfoque clássico e no neoclássico mais tradicional. É, na verdade, um processo de interação entre empresas *voltadas à apropriação de lucros* – ou, em outros termos (não usados por Schumpeter), à valorização dos ativos de capital.

Essa apropriação de lucros *não* pressupõe nem conduz a algum *equilíbrio* – como, por exemplo, a igualação entre taxas de retorno do capital, presente tanto na teoria clássica como na neoclássica. *Ao contrário*, está relacionada a *desequilíbrios* oriundos do esforço de diferenciação e criação de vantagens competitivas pelas empresas, que se esforçam por retê-las na forma de *ganhos monopolistas*, ainda que temporários e restritos a segmentos específicos de mercado.

Para essa concepção Schumpeteriana, os lucros das empresas não advêm de uma situação de equilíbrio concorrencial, mas de vantagens temporárias adquiridas por meio de inovações, o que contraria a visão neoclássica de equilíbrio como condição inerente à concorrência, como visto no mercado em concorrência perfeita.

### 2.1.3 *Princípio da eficiência*

O princípio da eficiência dá conta de que num sistema de livre escolha (mercado), as operações de trocas tendem a levar a situações mais eficientes, conforme defendido por Ronald Coase no trabalho *O Problema do Custo Social*. Entretanto, essa alocação, que seria natural, é distorcida por problemas como os custos de transação e um sistema de propriedade mal definido pelo governo.

Assim, todo pressuposto do mercado em concorrência perfeita, da ausência de custos de transação, são meras suposições graças às inafastáveis falhas de mercado, como os custos de transação, a assimetria de informação, e as externalidades, etc.

Entretanto, considerando os dois princípios anteriores, mesmo com a presença das falhas de mercado, é possível se concluir que, sendo o sujeito racional e livre para escolher, e, mesmo após as alterações produzidas pelas escolhas a realidade tende ao equilíbrio, esse equilíbrio tende a ser Pareto-eficiente em relação ao anterior, se as normas impostas pelo Estado incentivarem condutas eficientes.

Desse modo, o princípio da eficiência é o parâmetro para se avaliar a ação humana. Do ponto de vista normativo, ou seja, quando da elaboração das normas, deve-se levar em conta a eficiência produzida pela introdução desse novo incentivo na sociedade, devendo seu resultado ser eficiente, levando-se em consideração as diversas perspectivas pelas quais esse instituto econômico é compreendido, como já abordado em tópico anterior.

## 2.2 ESTABILIDADE E CUMPRIMENTO EFICIENTE

A proteção jurídica aos contratos existe a fim de lhes possibilitar a celebração, tornando-os interessantes e racionalmente desejados para ambos os contratantes. Por envolverem usualmente uma obrigação diferida no tempo, é possível identificar dois momentos em que os contratantes definem estratégias em face dos contratos e efetivamente tomam decisões.

O primeiro momento é aquele em que as partes decidem contratar. A partir dos incentivos definidos pela barganha (*consideration*) e pela legislação aplicável, é possível às partes, mediante uma análise prospectiva de riscos, decidirem pela celebração ou não da avença, após chegarem a um consenso sobre os termos do negócio.

Como a obrigação é diferida no tempo, o cumprimento do dever assumido quando da celebração do contrato é outro momento no qual são tomadas decisões estratégicas em face do contrato. É possível que as previsões de riscos realizadas quando da celebração dos contratos tenham se concretizado, mas o contrário também é possível, de modo que as circunstâncias podem alterar os custos efetivos do cumprimento<sup>19</sup>. De todo modo, não raras vezes, quando da efetivação da obrigação contratual é mais interessante a descumprir do que a cumprir. Pode ser mais vantajoso para o contratado pagar ao contratante todas as multas contratuais e as indenizações devidas do que cumprir a obrigação.

Desse modo, é incorreta a ideia de que quanto maior o custo do descumprimento do contrato melhor é o contrato, já que tende a fazer sempre com que os acordos sejam cumpridos. O erro nessa ideia é que uma sanção pelo descumprimento excessivamente alta incentiva o cumprimento de contratos ineficientes, e uma sanção muito baixa incentiva o rompimento de contratos eficientes.

Por exemplo, pode ser mais interessante ao contratado pagar multa ao contratante pelo descumprimento de sua obrigação em valor superior à vantagem obtida pelo segundo, desde que esse valor seja inferior ao custo do cumprimento da obrigação. Imagine um contrato de concessão para exploração de petróleo em que a União é remunerada por meio das participações

---

<sup>19</sup> Por exemplo, alterações no câmbio, na tributação, o surgimento de oportunidades de negócios mais lucrativos, crises econômicas, dificuldades financeiras, etc.

governamentais, quase sempre variáveis em torno do valor internacional do barril de petróleo e do volume produzido. Se por alguma razão o preço do petróleo cai vertiginosamente, certamente será mais interessante para a União pagar à concessionária para não retirar o petróleo do que receber as participações governamentais calculadas sobre um preço abaixo da média, especialmente se considerado o *trade off* em retirar o óleo no futuro, quando os preços já estiverem recuperados<sup>20</sup>.

Deve ser ressaltada a natureza disjuntiva da decisão em celebrar ou não o contrato, sem olvidar que essa mesma natureza se reflete no momento de seu cumprimento. Celebrar ou não celebrar o contrato é tão disjuntivo quanto cumprir ou não o contrato. Oliver Wendell Holmes, no clássico *The path of the law*, observa que “o dever de cumprir um contrato no direito comum significa uma predição de que você deve pagar indenização caso não o cumpra – e nada mais (HOLMES JUNIOR, 2002, p. 428).

Por essa razão, as regras estabelecidas nos contratos, especialmente as que definem as sanções pelo descumprimento, são essenciais para um resultado considerado eficiente.

Existem quatro modalidades de sanção para o descumprimento contratual elencadas pelo professor português Vasco Rodrigues:

[...] a execução específica, a obrigação de repor a parte cumpridora na situação em que teria ficado se o contratado tivesse cumprido (*expectation damages*), a obrigação de repor a parte cumpridora na situação em que teria ficado se não tivesse assinado o contrato (*reliance damages*) e o pagamento de compensações especificadas pelo próprio contrato (*liquidated damages*) (RODRIGUES, 2010, p. 140-141).

A primeira delas é a execução específica da obrigação, não sendo permitido ao descumpridor optar por descumprir o contrato em troca de alguma sanção, salvo se houver previsão contratual nesse sentido. Assim, a obrigação assumida por um contratado pode ser coativamente executada pela outra parte, pela via judicial, independentemente de uma análise a respeito de sua eficiência. Num mundo sem custos de transação e sem assimetrias de informação, imaginado por Ronald Coase no *The nature of the firm*, (COASE, 1988), essa regra jamais seria executada, pois as partes chegariam a um acordo que fosse mais vantajoso que o cumprimento da

---

<sup>20</sup> Esse custo de oportunidade é um elemento central da análise comparativa entre o contrato de concessão e o contrato de partilha, considerando os incentivos dessas regras, como será abordado adiante.

obrigação. Entretanto, sendo tal mundo uma abstração teórica, nem sempre a livre negociação é capaz de levar os dissidentes de um contrato a uma solução alternativa e consensiosa ao descumprimento. A opção desse remédio é a execução específica da obrigação, independentemente de uma alternativa sancionatória. Se por um lado a medida protege a estabilidade contratual, aumentando a confiança no cumprimento dos contratos, por outro lado aumenta os riscos de um cumprimento ineficiente, o que pode implicar num aumento dos custos da contratação ou até mesmo a sua não realização.

A *expectation damages* não executa a todo custo a obrigação contratada, pois oferece ao contratado a opção, no momento do cumprimento, entre cumprir sua promessa ou, alternativamente, indenizar a outra parte colocando-o na situação que estaria caso o contrato fosse cumprido. Envolve assim, tantos os custos incorridos com a celebração do contrato como os lucros que deixaram de ser auferidos em face do descumprimento.

A *reliance damages* é também uma forma de indenização, mas que impõe ao contratado, no caso de descumprimento, a obrigação de recolocar a outra parte na mesma situação quando da celebração da avença, desconsiderando as expectativas de ganho.

A *liquidated damages* é o termo genérico para designar outras sanções específicas previstas diretamente no contrato, como o pagamento de multas por exemplo.

Richard Posner aponta sete remédios adequados para o descumprimento contratual: 1) *a perda da confiança*, atribuindo todos os custos incorridos por quem razoavelmente acreditou no cumprimento da promessa a quem a fez – aqui estão apenas incluídos os custos diretos com a celebração, como o pagamento; 2) *a perda da esperança*, atribuindo a perda do lucro esperado com o contrato a quem o descumpre; 3) *liquidação dos danos especificados no contrato*, previamente e por estimativa, independentemente da apuração posterior do custo efetivo – termina por ser uma espécie sancionatória, pois é pouco provável a estimativa se tornar real, o que decorre numa indenização sempre a maior ou a menor; 4) danos conseguintes, atribuindo responsabilidade ao descumpridor pelos danos decorrentes do descumprimento, como sua consequência – aí se incluem outros custos que não os diretos, mas que ocorreram em razão do contrato, como despesas que o contratante fez contando com o cumprimento da promessa; 5) restituição, consistente no pagamento à vítima, pelo descumpridor, do lucro obtido com o

descumprimento; 6) cumprimento específico; 7) castigo monetário fixado no contrato ou outras penas (POSNER, 2000, p. 116).

Para COOTER e ULEN (2010, p. 250-264), são os possíveis remédios jurídicos alternativos como solução à quebra dos contratos: 1) indenização por quebra da expectativa, que coloca a vítima na situação que ela estaria caso o contrato tivesse sido cumprido; 2) indenização pela quebra de confiança, que colocam a vítima na condição que estariam caso o contrato não tivesse sido celebrado; 3) indenização custo de oportunidade, que coloca a vítima na posição que estaria caso tivesse assinado o contrato que constituía a melhor alternativa àquele que foi rompido, repondo o valor da oportunidade perdida; 4) indenização por restituição, no caso de pagamento diferido no tempo, representando a reposição dos valores até então pagos; 5) restituição, no caso do descumpridor do contrato ter que indenizar a vítima com base nos ganhos que obteve com a quebra; 6) execução específica, consistente na execução material do ato objeto da obrigação e 7) remédios jurídicos definidos pelas partes.

O Código Civil Brasileiro utiliza a execução específica como objeto prioritário da execução contratual, e se socorre às indenizações por perdas e danos na impossibilidade de cumprimento da obrigação. Exemplo disso é a dicção do art. 234, no tocante às obrigações de dar coisa certa, ao dispor que se “a coisa se perder, sem culpa do devedor, antes da tradição, ou pendente a condição suspensiva, fica resolvida a obrigação para ambas as partes; se a perda resultar de culpa do devedor, responderá este pelo equivalente e mais perdas e danos”. Já no tocante às obrigações de fazer, o art. 247 determina que “incorre na obrigação de indenizar perdas e danos o devedor que recusar a prestação a ele só imposta, ou só por ele exequível”. O art. 251, a respeito das obrigações de não fazer, deixa claro o protagonismo da execução específica em detrimento das indenizações, observando que “praticado pelo devedor o ato, a cuja abstenção se obrigara, o credor pode exigir dele que o desfaça, sob pena de se desfazer à sua custa, ressarcindo o culpado perdas e danos”.

As regras que definem as consequências da quebra impactam diretamente na confiança que os contratantes terão no seu cumprimento. Para compreensão desse efeito, é importante a diferença feita por Posner acima relatada entre a *perda da confiança*, envolvendo apenas os custos diretos da contratação, como o preço, e os *danos consequentes*, que são os custos incorridos pelos contratantes contando com o cumprimento da promessa.

Quando da celebração de um contrato, além do preço negociado durante a barganha, é possível para o contratante incorrer em outros custos com a finalidade de otimizar os benefícios do contrato. Em outras palavras, o cumprimento do contrato pode ser maximizado com outros investimentos que só teriam sentido com o cumprimento da promessa.

Ao comprar um apartamento num prédio ainda em construção provavelmente o adquirente durante o curso da obra realizará despesas paralelas como a contratação de um arquiteto, a aquisição de móveis, a elaboração de projetos estruturais, etc. Esses custos só tem sentido se a promessa de edificação for cumprida, e, sendo ela cumprida, o benefício do adquirente será maior graças a essas despesas decorrentes. O próprio *trade off* na celebração do contrato é um custo de oportunidade, pois o adquirente deixou de comprar outros imóveis que também lhe pareceriam interessantes ou de investir em qualquer outra coisa.

Evidentemente, quanto maior a confiança no cumprimento do contrato, maior tendem a ser os investimentos paralelos no seu cumprimento, o que resulta num benefício maior.

Esse efeito, contudo, obedece a uma curva cujo cume é o nível ótimo de confiança e a partir do qual passa a gerar efeitos contrários ao cumprimento.

Isto porque a partir do momento que as garantias de cumprimento passam a ser mais benéficas que o próprio cumprimento, a parte tende a criar embaraços à execução do contrato com a finalidade de provocar a quebra da promessa e assim se beneficiar das sanções por descumprimento, uma vez que são maiores que os benefícios do próprio cumprimento. Nas palavras de COOTER e ULLEN (2010, p. 214), “o promitente tem incentivos eficientes para o cumprimento e o não cumprimento quando a responsabilidade civil pela quebra é igual ao benefício perdido pelo promissário”, ou, em outros termos, “o promitente tem incentivos suficientes para cumprir a promessa quando a responsabilidade civil internaliza os custos da quebra”.

De outro lado, investir muito no cumprimento do contrato quando a confiança no seu cumprimento não é tão grande é considerado ineficiente, o que decorre na sua não indenização. Pela jurisprudência americana, sendo excessiva a confiança ela é definida como imprevisível e, conseqüentemente, não indenizável, a fim de evitar excessos de confiança quando a previsibilidade de cumprimento do contrato não é tão grande (COOTER; ULEN, 2010, p. 222).

### 2.3 O FATOR TEMPO NOS CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Outro fator de grande importância na análise econômica dos contratos com grande repercussão no gerenciamento dos acordos de produção de petróleo e gás é o fator tempo e seu impacto nas definições das estratégias dos agentes.

Num primeiro momento, temos que os contratos de produção de petróleo e gás requerem enormes investimentos, desde as fases iniciais de exploração até a operação da pesada indústria de produção. Muitos outros fatores aumentam o custo esperado dos negócios, como a possibilidade de não serem realizadas descobertas comerciais – o que é mitigado com uma informação qualificada –, riscos de acidentes ambientais, que geram altíssimos custos de indenizações e sanções, bem como a grande presença de *sunk costs*<sup>21</sup>, seja nas instalações industriais, seja no pagamento de participações governamentais como o bônus de assinatura<sup>22</sup>, por exemplo.

Obviamente, como existe uma barreira financeira para entrada muito grande, os investidores precisam de segurança para recuperar os investimentos durante a execução do contrato, e isso é garantido pelo tempo de exploração. Dessa forma, os contratos de produção de petróleo e gás são de longo prazo.

De outro lado, o termo final do contrato pode ocorrer por definição contratual, por meio da instituição de um prazo, ou com o exaurimento da jazida. Essas informações serão essenciais para os contratantes na medida em que a partir delas é possível se definir o hiato temporal dentro do qual a produção deverá cobrir os custos do investimento, o que impacta diretamente na quantidade da produção.

Logicamente, como o preço do barril de petróleo não é estável, essa margem ainda apresenta considerável imprecisão, de modo que é mais interessante aumentar a produção com o preço em alta e diminuir a produção com o preço em baixa.

---

<sup>21</sup> São os chamados custos irreversíveis, aqueles que o empreendedor não pode levantar com o fim do negócio. São irrecuperáveis, como a instalação de plantas industriais, que dificilmente podem ser retiradas ou terão pouca utilidade se vendidas no local.

<sup>22</sup> Lei 9.478/97, “Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato”.

Sendo finito o recurso natural, a estratégia quanto ao nível de produção pode variar a depender do tempo que o agente econômico tem para amortizar o investimento. No caso do petróleo ser explorado pela própria União, o único termo final para exploração do recurso natural é o exaurimento da jazida, o que lhe permite gerenciar o nível de produção considerando o preço presente e também a expectativa de preço futuro, como observa STIGLITZ e WALSH (2003, p. 179):

[...] a oferta (e a demanda) de recursos naturais exauríveis, como o petróleo, depende do preço do petróleo hoje, mas depende também dos preços esperados no futuro. O papel desempenhado pelos preços esperados no futuro é importante para entender com que rapidez será usada a oferta limitada de um recurso natural.

De outro lado, no caso dos contratos com prazo fixo, o gerenciamento da quantidade de produção em razão da relação do preço presente com o preço futuro tende a ser bem maior no início do contrato e vai diminuindo quando se aproxima o fim do prazo. É porque, dado o fim do prazo, para a empresa exploradora, num regime de concessão, é melhor aumentar a produção ainda com um preço presente pequeno, se a expectativa de retomada dos preços se projeta para período posterior ao final do prazo. Assim, a concessionária realiza um lucro, ainda que pequeno, hoje, que não se realizaria no futuro para ela. Entretanto, para o proprietário da jazida essa estratégia é péssima, pois sua participação governamental foi pequena em relação à que seria caso o aumento de produção fosse efetivado após a retomada dos preços. Esses elementos serão aprofundados adiante.

Por enquanto é suficiente atentar para alguns fatos, como, por exemplo, a celebração de contratos de longo prazo induzem seu cumprimento mais fortemente que os contratos menores. É que, como visto em tópico anterior, o descumprimento da promessa é eficiente se o ganho com esse fato superar o ganho com o cumprimento do contrato. Em outras palavras, descumprir a promessa é uma estratégia dominante quando isso gera um benefício maior que o cumprimento.

Entretanto, num contrato de longo prazo, no qual os negócios se desenvolvem em várias rodadas sucessivas, a estratégia dominante tende a ser o cumprimento, pois o ganho esperado é resultado da soma do ganho da rodada atual com o ganho esperado de todas as rodadas futuras, que tende a ser maior que o benefício obtido com a quebra do acordo.

Quando um agente decide quebrar um contrato de longo prazo numa determinada rodada do negócio, presume-se que a parte adversa o terá por rompido e as demais rodadas não ocorrerão. Por exemplo, imaginando um contrato de vinte anos, caso o agente o quebre no décimo ano, ele deixará de realizar as dez rodadas seguintes. Por essa razão, o benefício dessa quebra terá que ser maior que o ganho esperado pelos próximos dez anos que restavam de contrato.

A conclusão que se chega é que num contrato de longo prazo a fidelidade dos contratantes tende a ser maior no início do contrato e vai diminuindo quanto mais próxima está a rodada final.

Esse raciocínio leva ao paradoxo do fim do jogo. Se nessa perspectiva a tendência é que o contratado quebre o acordo na última rodada, já que não haverá mais expectativa de ganho com rodadas futuras, reduzindo o outrora contrato de longo prazo a um contrato de execução imediata, por óbvio o contratante o fará primeiro. Se essa é a estratégia dominante do contratante, então o contratado, nessa expectativa, quebrará o contrato na penúltima rodada, e esse raciocínio se reproduz até a primeira rodada, levando à conclusão que esse negócio não seria celebrado.

Tal panorama não se realiza graças basicamente aos custos sociais da decisão e o prejuízo para a empresa que descumpra a promessa. Num ambiente corporativo, quanto maior é a dimensão do contrato, menos agentes econômicos terão envergadura econômica para celebrá-lo, sendo reduzido o número de agentes capazes de contratar e de ser contratado. Um descumprimento, ainda que no fim do contrato, gera uma crise de confiança no agente e lhe cria dificuldades ou custos adicionais para celebrações futuras, desestimulando essa prática.

## 2.4 FALHAS DE MERCADO

Numa economia de mercado como a brasileira, costuma-se dizer que a razão pela qual o Estado intervém na economia é para superar as falhas de mercado<sup>23</sup>, que são justamente os fatores que impedem a realização dos ideais teóricos da economia, como mercado de concorrência perfeita, ausência de custos de transação e o contrato ótimo.

Em outras palavras, como essas realidades teóricas foram concebidas abstratamente, sob uma perspectiva de “perfeição” idealizada, obviamente que na hipercomplexidade das relações reais inúmeros fatores distorceram os resultados esperados. O mercado livre, assim, se por um lado jamais conseguiu ser implementado, posto que idealizado, o que dele se materializou produziu resultados tão incompletos como ele mesmo. Enfim, se a experiência foi mal emulada empiricamente, seus resultados também não poderiam ser completos.

Essas distorções apresentadas são denominadas falhas de mercado, enumeradas em cinco por Fabio Nusdeo, são elas a rigidez dos fatores materializada pela falta de mobilidade na curva de demanda e de preço, a assimetria de informações, as falhas estruturais, as externalidades, os bens públicos e os custos de transação (NUSDEO, 2008, p. 138-167).

### 2.4.1 *Rigidez dos fatores materializada pela falta de mobilidade na curva de demanda e de preço*

A primeira delas é a rigidez dos fatores materializada pela falta de mobilidade na curva de demanda e de preço. Enquanto se espera que a alteração de alguns fatores como o preço tragam consigo, dada a movimentação na curva de produção, uma nova medida na demanda, na prática essa alteração ocorre de modo mais rígido, mais lento que o esperado. Assim,

---

<sup>23</sup> “A justificativa para a intervenção do Estado em atividades econômicas aparece, nesses casos, em nome do ‘interesse público’ envolvido nessas atividades. O caso clássico na literatura data de 1876 e ocorreu em Chicago: a firma Munn e Scott era a única possuidora de silos para armazenagem de cereais naquela cidade. Tal situação levou à elevação dos preços cobrados, gerando reação contrária dos usuários. A municipalidade, em defesa dos usuários, impôs tarifas máximas. Munn e Scott recorreram da decisão até a Suprema Corte. Ao argumento da firma de que a municipalidade pretendia privá-la do livre uso de sua propriedade, a Suprema Corte opôs a noção de que aquele negócio envolvia o interesse público, por ser essencial ao conjunto da coletividade (confirmando a sentença do Tribunal de Illinois)” (JOHNSON; SAES; TEIXEIRA; WRIGHT, 1996, p. 9).

aumentando um preço de um determinado produto, às vezes a redução da demanda é menor que a esperada por qualquer razão, a exemplo da dificuldade de substituir a necessidade de consumo por outro produto.

Esse fator pode provocar o movimento cíclico de prosperidade e depressão verificado historicamente, dada a demora na resposta aos incentivos econômicos. A intervenção estatal nessa perspectiva se mostra eficiente a fim de estimular as respostas econômicas, diminuindo os custos de transação, ou mesmo dando incentivos também chamados de medidas anticíclicas<sup>24</sup>.

#### 2.4.2 Assimetria de informações

Outra falha de mercado relevante é a assimetria de informações. Como visto, a escolha racional, com base nas preferências de quem toma a decisão, depende fundamentalmente das informações a respeito do produto, do preço, do vendedor, etc. Um nível alto de informação tende a gerar uma decisão mais qualificada no sentido de atender melhor às expectativas de quem decide.

A informação é elemento essencial para a compreensão ou para a celebração de qualquer contrato. Com ela, é possível estimar os custos, os riscos, estabelecer o nível de confiança e tomar as decisões.

É comum em economia se efetuar as análises partido de um pressuposto ideal e teórico, do qual se deduzem inúmeros preceitos e conclusões a serem aplicadas no mundo real, dedutivamente.

---

<sup>24</sup> Trazendo visão oposta, Pérsio Arida critica a intervenção estatal alegando provocar distorção no equilíbrio natural do mercado, que exige tempo para apresentar as suas respostas naturais. Para ele, a intervenção estatal nesses casos provoca um distanciamento do ótimo de Pareto: “A primeira vertente da pesquisa em Economia busca mostrar como normas editadas com o objetivo de impor valores terminam muitas vezes por distorcer o equilíbrio de mercado. O pressuposto é que o equilíbrio de mercado, na ausência da norma, tenha as propriedades do ótimo de Pareto. O impacto da norma, julgado do ponto de vista da geração de riqueza, é negativo

Considere o caso de um drástico aumento no valor das locações residenciais causado, digamos, por um grande aumento da demanda. O mecanismo endógeno de equilibração dos mercados exige tempo. O alto valor da locação induz, através de novas construções, um aumento na oferta de imóveis para locação até que se reencontre o equilíbrio de longo prazo. Se o legislador, no entanto, optar por proteger os inquilinos congelando o valor das locações residenciais, terminará por criar inúmeras distorções que afastam a economia do ótimo de Pareto.

O exemplo ressalta o papel crucial do tempo na interação entre a norma e o fato econômico” (ARIDA, 2005, p. 63-64).

É assim, por exemplo, no direito da concorrência, em que a abstração do mercado em concorrência perfeita pauta todas as análises concorrenciais. Esse mercado de concorrência perfeita é caracterizado pela presença de produtos indiferenciados (não há preferência dos consumidores por qualquer produto), pela inexistência de assimetria de informações (qualidade e preço), pelo fato das decisões individuais dos agentes não impactarem no preço e pela inexistência de barreiras à entrada nem à saída. Nessa hipótese, o preço no mercado é único. É um ótimo de Pareto.

Essa é a visão da Escola de Harvard, também conhecida como estruturalista, para quem, no dizer de *Herbert Hovenkamp*, na obra *The Antitrust Enterprise: Principle and Execution*:

Tradicionalmente a Escola Econômica de Harvard foi fortemente estruturalista, o que significava que era capaz de ver mercados como não competitivos sempre que desviavam do que eles pensavam ser as condições competitivas básicas. Por exemplo, quando o número de empresas em um mercado torna-se menor e mais diversificado, ou os produtos se tornam mais diferenciados ou a entrada torna-se mais difícil, a Escola Econômica de Harvard tende a ver significativa oportunidade de performance anticompetitiva<sup>25</sup> (HOVENKAMP, 2008, p. 35).

“Nunca foi segredo para os economistas que o mundo real não corresponde ao modelo da concorrência perfeita” (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 240), assim como o mundo sem custos de transação imaginado por Ronald Coase no *The Nature of The Firm* (COASE, 1988), mas o paradigma hipotético serve de base teórica para a aplicação dos preceitos a esquemas e análises econômicas.

Essa projeção do ideal hipotético leva à concepção do contrato ótimo, que dentre outras abstrações é celebrado com plenitude de informações. Para Joseph E. Stiglitz e Carl E. Walsh:

O modelo básico de concorrência perfeita supõe que famílias e firmas sejam bem informadas. Isso significa que elas conhecem seu conjunto de oportunidades ou o que está disponível e a que preço. O que é mais admirável, elas sabem as características de cada bem, inclusive sua durabilidade. [...] O modelo também supõe que os consumidores conhecem suas preferências; isto é, eles sabem do que gostam. [...] de

---

<sup>25</sup> Livre tradução para: “Traditionally Harvard School economics was heavily structuralist, which meant that it was apt to view markets as noncompetitive whenever they deviated from what were thought to be the basic competitive conditions. For example, as the number of firms in a market became fewer and more diverse, or as products became more differentiated or entry became more difficult, Harvard School economists tended to see significant opportunities for noncompetitive performance”.

acordo com o modelo básico, também as firmas são perfeitamente informadas. Elas sabem qual é a melhor tecnologia disponível, a produtividade de cada um que se candidata a um emprego, exatamente quanto esforço está fazendo cada trabalhador empregado e a quantidade do seu desempenho. Elas conhecem os preços pelos quais podem ser comprados os insumos de todos os fornecedores possíveis (e todas as características dos insumos). E elas sabem a que preço podem vender os bens, não só hoje mas em qualquer circunstância no futuro (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 192).

Logicamente, como os demais conceitos, a plenitude de informações não existe, de modo que as mesmas análises feitas anteriormente no que toca à decisão sobre celebrar ou não um contrato, cumpri-lo ou não, confiar na outra parte ou não, deve ser feita para se gerenciar a informação, sua sonegação e a incorrência em custos para sua obtenção.

No mundo real, as negociações de contratos estão repletas de assimetrias de informações. Por exemplo, quem vende o bem usualmente conhece muito mais sobre ele do que quem o compra. Quem se compromete com uma obrigação futura geralmente sabe muito mais sobre a capacidade de cumprimento do que o promissário. Não raro essas assimetrias são utilizadas de forma estratégica durante a barganha. Como obter uma informação implica em um custo, é uma decisão estratégica adquirir ou não a informação. Obviamente, o benefício com a obtenção da informação deve ser maior que o custo esperado de sua obtenção.

É também interessante a diferença entre a informação como um produto objeto de valoração e os demais bens materiais. O conhecimento do bem material comum numa compra e venda dá mais segurança ao comprador sobre sua intenção de comprar. O conhecimento do bem reforça o interesse em comprá-lo. No caso da informação é o contrário que ocorre. Caso o interessado tenha conhecimento da informação, por que razão ele terá interesse em pagar por ela? O desconhecimento é que dá sentido à informação.

As informações podem ser produtivas, quando podem ser utilizadas para a produção de mais riqueza, como o desenvolvimento de novas tecnologias. Nesse caso, o Estado tende a dar incentivos à descoberta dessas informações e à sua publicização, o que é feito geralmente pelo estabelecimento de patentes e incentivos à pesquisa. A informação é redistributiva quando não incrementa a produção, apenas apropria parte da renda que poderia estar com um determinado agente ao detentor da informação, como nos casos de informações privilegiadas no mercado mobiliário a respeito de acontecimentos que interfiram nos valores das ações. O estado tende a

desestimular a descoberta e a transmissão de informações redistributivas, pois além de não incrementarem a riqueza importam em custos, tanto de descoberta como de prevenção, pois ninguém quer ser prejudicado por fazer negócio com uma pessoa com esse tipo de informação.

A informação pode ser pública, quando é de conhecimento de todos, ou pode ser privada, também, chamada de assimétrica, quando apenas seu detentor tem conhecimento. Nessa última hipótese, a informação assimétrica funciona como um importante fator na barganha. A lógica, entretanto, não é linear. Se a assimetria de informações for muito grande, o risco para o contratante aumenta tanto que o custo do risco pode não tornar o contrato interessante. Ademais, aguça o pensamento: se o produto é tão bom assim, porque esconder as informações sobre ele? Informações incompletas podem, por outro lado, ser estrategicamente importantes numa negociação, pois aguça no contratante expectativas quanto às qualidades do produto e permite incluir na negociação produtos não lineares. Às vezes nem o contratado tem informação completa sobre seu produto, e lhe é mais interessante negociar a desinformação do que arcar com os custos do conhecimento.

Para o mercado de petróleo a informação é elemento essencial para sua compreensão e para o exercício do poder econômico, uma vez que toda a indústria parte de um evento singular e bastante romanceado que é a descoberta. Como reportado no capítulo alusivo à história do petróleo, as primeiras descobertas eram fruto de empreendimentos aventureiros alimentados pelo sonho de fortuna. Hoje em dia, o nível de desenvolvimento tecnológico chegou a um ponto que, mesmo sendo uma atividade de altíssimo risco, a informação o reduz substancialmente.

Philip Nelson<sup>26</sup> aponta três espécies de produtos que se definem a partir do tipo de informação a que se sujeitam: a) os bens de procura, os quais podem ser plenamente conhecidos antes da contratação, por mera pesquisa; b) bens de experiência, cujas informações só podem ser obtidas após a contratação ou o consumo; c) bens de crença, cujas informações são insusceptíveis de obtenção, mesmo após o consumo.

---

<sup>26</sup> “*This article contends that limitations of consumer information about quality have profound effects upon the market structure of consumer goods*” livre tradução: Este artigo afirma que as limitações de informação ao consumidor sobre a qualidade dos produtos tem efeitos profundos sobre a estrutura do mercado de bens de consumo (NELSON, 1970).

Assim, o gerenciamento de informações será um dos elementos decisivos para o debate sobre os sistemas de contratação na indústria de petróleo. O contrato de concessão consiste na negociação do risco da descoberta, transferindo os ônus e os bônus ao concessionário em troca de uma oferta prévia. Caso a informação a respeito dos blocos de exploração sejam completas, qual a utilidade do leilão para concessão? Esse problema será enfrentado em tópico posterior.

Ocorre que a informação tem um enorme valor na barganha, e, ela própria, passa a ser algo negociável. Alguém que deseje comprar ações na bolsa de valores certamente contratará um consultor de confiança para orientar os investimentos. Qual o produto vendido pelo consultor? Informação. Assim, quando uma parte tem mais informações do que as outras numa negociação estamos diante de uma assimetria de informações, o que fortalece sobejamente a parte melhor informada na barganha. Como a informação tem um custo, nem sempre as pessoas estão dispostas a pagar por ela se não tiverem a convicção de que o retorno será compensador.

É lógico que essa situação traz à tona uma reflexão muito singela que cria dificuldades na crença da informação. Se o consultor realmente possui a informação de que uma determinada ação vai subir, de modo a compensar os custos de sua contratação, porque ele mesmo não investe e realiza o lucro sozinho?

A assimetria de informações gera um ambiente de incertezas e desestimula a realização de negócios que seriam eficientes caso o nível de informação fosse maior, e cria condições, de outra banda, para efetivação de negócios ineficientes. A assimetria de informações é ainda um dos efeitos da falta de mobilidade na curva de demanda e de preço, retardando a respostas aos incentivos econômicos.

Para combater a assimetria de informações o Poder Público adota medidas que barateiem seus custos ou que internalizem os prejuízos de quem foi prejudicado num negócio por sonegação de informação. Assim, no Brasil, temos, por exemplo, o Código de Defesa do Consumidor que inverte o ônus da prova em favor do consumidor e atribui inúmeras responsabilidades ao vendedor, que, presume-se, possui um número bem maior de informações a respeito do seu produto.

Entretanto, a informação, como bem suscetível de apropriação e, por essa razão, de negociação, a fim de que possa gerar situações eficientes também tem que ser protegida pelo

sistema de propriedade. Uma incorreta regulação estatal, especialmente no tocante à informação, gera um grave problema de *risco moral*, que é justamente quando os incentivos produzem condutas ineficientes. A origem do termo é esclarecida por STIGLITZ e WALSH (2003, p. 242):

O termo é originário do setor de seguros. Indivíduos que faziam um seguro tinham um incentivo inadequado para evitar a ocorrência para a qual tinham comprado um seguro – de fato, se o seguro fosse mais do que 100% da perda, eles teriam um incentivo para provocar a ocorrência. Fazer isso era considerado imoral: daí o termo. Hoje em dia os economistas tratam esse tema simplesmente como uma questão de incentivos, sem conotação moral. Assim, o indivíduo que tem um seguro contra incêndio tem menos incentivo para evitar o fogo. Para esse indivíduo talvez não valha a pena instalar um sistema caro de extintores, embora valesse a pena se ele levasse em conta o custo esperado pela companhia de seguros. Por isso é que mais provavelmente a companhia de seguros exija a instalação de extintores ou dê um desconto no prêmio do seguro caso a pessoa tenha um sistema de prevenção de incêndios.

O desenvolvimento tecnológico, por exemplo, é fundamentalmente incentivado pela proteção aos direitos de informação como as patentes. Uma empresa só investe muito dinheiro na pesquisa e desenvolvimento de uma nova tecnologia se tiver perspectivas de recuperar esse investimento explorando a descoberta.

Caso não haja essa proteção, a estratégia dominante é a de não investir em pesquisa e esperar que alguém o faça. Após a descoberta, sem ter investido nada para seu acontecimento, é interessante passar a explorar a tecnologia alheia tendo com ela os mesmos benefícios sem os custos de quem investiu na sua descoberta. É lógico que nesse jogo, sendo a estratégia dominante não investir e esperar o resultado das pesquisas dos outros, ninguém vai investir, e não haverá desenvolvimento tecnológico.

Por essa razão o gerenciamento e a proteção das assimetrias de informação são falhas de mercado que devem ser balanceadas por normas estatais a fim de gerar cenários mais eficientes.

### 2.4.3 Falha de estrutura

Outra falha de mercado é a chamada falha de estrutura. Para o conceito idealizado de concorrência perfeita, os agentes econômicos devem estar integrados a uma estrutura atomizada

de mercado, ou seja, vários pequenos agentes, de modo que nenhum deles tenha força para unilateralmente alterar o preço<sup>2728</sup>.

No mercado de concorrência perfeita, como os produtos são indiferenciados, existem muitos concorrentes e a informação é completa, o preço é único e na margem, ou seja, no menor possível. Caso algum concorrente aumente o preço, por menos que seja, suas vendas cairão a zero, já que a oferta dele, que é pequena, pode ser suportada pelos demais concorrentes, que oferecem o mesmo produto a um preço menor, o que é de conhecimento de todos os consumidores, que não gastarão nada mais para migrar de fornecedor, uma vez que são nulos os custos de transação.

Ocorre que o mercado de concorrência perfeita é idealizado e por essa razão não existe. Na prática, diversas circunstâncias levam à redução do número de concorrentes e a uma concentração de mercado, o que resulta em grupos econômicos com grande participação de mercado (*market share*). Melhor desempenho empresarial, vantagem tecnológica e de informação, boa publicidade, boa localização, barreiras à entrada, propriedades como patentes, monopólios naturais, monopólios legais e muitos outros fatores levam à concentração de mercado.

Num contexto de mercado concentrado, os agentes econômicos passam a ter o poder de unilateralmente alterar a estrutura de oferta-preço. Assim, nessa hipótese, se um grande fornecedor diminuir sua produção e os demais concorrentes não conseguem suportar a oferta que deixou de existir, por óbvio que os preços subirão.

---

<sup>27</sup> Existem posições muito críticas sobre a eficácia e utilidade das políticas antitruste: *“Antitrust resulted from Congress’s desire to do something even though nothing could be done. The antitrust statutes are pious declarations against evil. Antitrust was founded on the desire to solve a basic problem of capitalism: What to do about the losers? The statutes reflect a hope of preserving a nation of farmers, craftsmen, and traders in small towns before industrialization and corporate organizations transformed America into factories, offices, and cities. Antitrust is celebrated by a ritual of legal proceedings supposed to keep trade both free and fair”* (ROCKEFELLER, 2007, p. 99). Livre tradução: O antitruste resultou do desejo dos Congressistas em fazer alguma coisa, mesmo que nada pudesse ser feito. As leis antitruste são declarações piedosas contra o mal. O antitruste foi fundado no desejo de resolver um problema básico do capitalismo: O que fazer com os perdedores? As leis refletem uma esperança de preservar uma nação de agricultores, artesãos e comerciantes de pequenas cidades antes da industrialização e organizações empresariais transformarem a América em fábricas, escritórios e cidades. Antitruste é celebrado como um ritual de processos jurídicos para supostamente manter o comércio livre e justo.

<sup>28</sup> Numa posição menos contundente: *“Remedies can be too severe, too lax, or just right. Some error will always creep in. Which way will it cut? In the antitrust context, overenforcement is much more dangerous than underenforcement”* (EPSTEIN, 2007, p. 115) Livre tradução: Remédios podem ser muito intensos, muito leves, ou apenas adequados. Algum erro sempre vai acontecer. De que modo ele vai ferir? No contexto antitruste, superdosagem é muito mais perigoso do que hipodosagem.

Dois fatores muito importantes, além dos já observados, levam à concentração de mercado, as economias de escala e as economias de escopo.

As primeiras são os “processos pelos quais se reduz acentuadamente o custo unitário de produção de um bem, à medida que aumenta o custo produzido, isto é, a escala de produção” (NUSDEO, 2008, p. 147-148). Para atingirem os altos níveis de produção e poderem arcar com os respectivos custos, os agentes econômicos tendem a se juntar para atingir tal patamar, e os que não se adaptam são excluídos do mercado por falta de competitividade.

Já as economias de escopo ocorrem quando “uma mesma unidade produtora passa a desenvolver uma outra linha de produção ou de comercialização, a qual pode aproveitar a estrutura física e operacional da primeira já existente” (NUSDEO, 2008, p. 147-148). Nesse caso a dimensão das estruturas podem gerar uma capacidade de agregar outra atividade à atividade principal aproveitando os custos de manutenção do primeiro, como lanchonetes dentro de lojas, supermercados e serviços agregados, etc.

Para lidar com essa falha, usualmente os governos se valem das políticas antitruste ou do controle de preços, para combater tanto o monopólio, a concentração elevada do mercado ou o monopsônio<sup>29</sup>. Entretanto,

[...] às vezes não é possível ou sequer desejável substituir um monopólio. Monopólios naturais, a exemplo das concessionárias de serviços públicos, são um exemplo disso; esses monopólios têm a permissão de continuar existindo, mas o governo regulamenta seus preços (COOTER; ULLEN, 2010, p. 61).

Não é rara a tolerância, e até em alguns casos incentivo, do Poder Público com relação a grandes grupos econômicos, muitas vezes por questões políticas. Em muitas oportunidades, como no Japão, o governo deu sustentação à formação de grandes conglomerados econômicos com forte concentração no mercado interno, com a finalidade de firmar empresas nacionais como grandes competidores internacionais. Tratamento semelhante tem sido dado à Petrobrás no Brasil.

---

<sup>29</sup> O monopsônio é quando existe apenas um comprador, enquanto o monopólio ocorre quando há apenas um vendedor.

#### 2.4.4 Externalidades

Num sistema de incentivos perfeito e fechado, a escolha racional é feita com base numa relação de custo-benefício em que todos os bônus e todos os ônus da escolha recaem sobre a pessoa que toma a decisão. Assim, com base no individualismo metodológico, apenas decisões eficientes serão tomadas, excedendo os benefícios em relação aos custos.

Ocorre que em inúmeros casos, é possível que os efeitos de uma decisão recaiam sobre pessoas que não participaram da escolha, e que os sofrem involuntariamente, sejam eles positivos ou negativos. Por exemplo, uma fábrica precisa decidir se instala um filtro contra poluição em sua chaminé, a um alto custo, ou não. Caso ela não instale, o efeito negativo de sua decisão recairá em terceiros que não participaram dessa escolha. A esse fenômeno se dá o nome de externalidade.

A externalidade altera o sistema de incentivos, tornando atraentes do ponto de vista individual algumas decisões ineficientes e que provocam prejuízos a terceiros que não concorreram com sua prática. O inverso da externalidade é a internalização dos custos. No caso da chaminé da fábrica, aplicar-lhe uma multa e cobrar-lhe a indenização pelos danos é devolver-lhe a externalidade negativa reequilibrando o sistema de incentivos de mercado.

Ademais, a existência da externalidade permite a existência de trocas por meio de um sistema que não é o de preço, ao passo que impacta diretamente nele. Fábio Nusdeo destaca a figura do *free rider* em contextos de externalidade, que é justamente aqueles que externalizam os custos de uma conduta e internalizam seus bônus:

As externalidades correspondem, pois, a custos ou benefícios circulando *externamente* ao mercado, vale dizer, que se quedam incomensurados, pois, para eles, o mercado, por limitações institucionais, não consegue imputar um preço. E, assim, o nome externalidade ou efeito externo não quer significar fatos ocorridos fora das unidades econômicas, mas sim fatos ou efeitos ocorridos fora do mercado, externos ou paralelos a ele, podendo ser vistos como efeitos parasitas.

Numa imagem muito simples, e imperfeita, o mercado pode ser assimilado a uma barreira de pedágio das estradas. Para passar por ela, é preciso pagar o preço. No entanto, se a barreira não for bem construída e instalada, poderão alguns carros se valer de um atalho e elidi-la, safando-se sem o correspondente custo. Claramente, eles estarão em uma situação favorecida frente aos demais. A isso os ingleses chamam de *free rider*, cuja tradução seria o passageiro gratuito (ou *carona*), denominação muito encontrada na

literatura sobre o assunto. Mas, além disso, os responsáveis pela estrada estarão recebendo uma informação incorreta sobre o exato número de seus usuários. Daí a falha de sinal (NUSDEO, 2008, p. 153).

O exemplo mais tradicional de externalidade negativa é a questão ambiental. A externalidade negativa de uma conduta poluidora lança sobre a coletividade seus ônus, ao passo que o agente internaliza seus bônus, quando deixa de incorrer nos custos de prevenção, por exemplo.

Externalidades negativas, portanto, ocorrem quando agentes praticam condutas que socializam os custos e apropriam os bônus, como no caso das medidas de proteção ambiental.

De outro lado, as externalidades positivas ocorrem quando alguma conduta socializa benefícios, bônus. Dado o individualismo metodológico, por uma simples análise de custo-benefício, não é nenhuma surpresa verificar que as externalidades negativas são muito mais frequentes que as positivas.

A grande presença de externalidades negativas, que ocasionam a poluição, o trânsito, entre outras coisas, ocorrem graças ao fato de se tratar de operações fora do mercado, ou, em outras palavras, trocas feitas fora do regime de preços.

A forma mais habitual de internalizar os ônus de qualquer operação é pelo sistema de preços, por meio do qual alguém os aceita receber em troca de um benefício<sup>30</sup>. Alternativamente ao sistema de preços, em que pese com um custo de transação imensamente superior, o Estado costuma aplicar sanções, como multas, ou adotar o regime de responsabilidade civil, fixando indenizações pelos custos socializados.

---

<sup>30</sup> “as vantagens da propriedade privada não se limitam, no entanto, à promoção da eficiência na utilização dos bens já existentes. Ela estimula, igualmente, a boa utilização dos recursos para produzir novos bens. Num mundo em que existe propriedade privada, para aceder a bens que pertencem a outrem, é preciso seu consentimento e, para o obter, é preciso normalmente pagar um determinado preço. Ora, para ser capaz de pagar, é preciso ter algo que dar em troca, o que, em última análise, obriga a produzir alguma coisa que seja útil para os outros. Que assim seja, é uma importante vantagem da propriedade privada porque a maioria dos bens que consumimos têm que ser produzidos. Mas produzir implica suportar custos. A propriedade privada cria incentivo para suportar esses custos” (RODRIGUES, 2007, p. 56-57).

### 2.4.5 Bens Públicos

Como visto anteriormente, a base de sustentação da economia de mercado é a propriedade privada, que envolve os direitos exclusivos de usar, gozar e dispor de um bem. O sistema de trocas pela via do preço é eficiente pois permite às pessoas atribuir valores subjetivos às coisas e assim terem acesso àqueles bens que mais lhes aproveitam, em troca dos que não lhes são tão atrativos.

Numa troca, os ônus decorrentes da contratação são inferiores que seus custos, caso contrário o negócio não seria feito. Desse modo, mesmo sem nenhuma atividade produtiva, sem nenhuma agregação de valor, é possível uma evolução de Pareto numa compra e venda. Quem tem o dinheiro e pretende comprar um computador por um determinado preço “x”, é porque prefere o computador ao dinheiro. Quem tem uma loja de computadores e os pretende vender pelo mesmo preço “x” prefere o dinheiro ao computador. Após a compra e venda, ambos, tanto o comprador quanto o vendedor, estão mais satisfeitos que antes da operação. Em larga escala, os bens num sistema de livre mercado e sem custos de transação como imaginado por Ronald Coase (COASE, 1988) tendem a terminar nas mãos dos que mais os valorizam, aumentando o nível de satisfação individual e promovendo uma melhoria de Pareto.

Toda essa engenharia social pressupõe a propriedade, que é o direito de usar, gozar e dispor com exclusividade.

Ocorre que, seja por razões jurídicas, seja por razões físicas, existem bens que são insusceptíveis de apropriação com exclusividade, não sendo possível excluir nenhuma pessoa de seu consumo. Esses bens são chamados de bens públicos, como a atmosfera, o meio ambiente, etc. Para COOTER e ULLEN (2010, p. 63) são características muito estreitamente relacionadas dos bens públicos:

1. *consumo não rival*: o consumo de um bem público por uma pessoa não deixa menos para qualquer outro consumidor, e
2. *não excludente*: os custos da exclusão de beneficiários não pagantes que consomem o bem são tão altos que nenhuma empresa privada maximizadora de lucro está disposta a fornecer o bem.

Algumas características são particularmente perniciosas nos bens públicos, mais especificamente, na utilização que as pessoas fazem dele. Por exemplo, o consumo. No mercado, como o consumo corresponde a um preço, sua realização só se dará na medida em que o benefício proporcionado supera o preço. Assim, alguém só se dispõe a consumir o bem, e naturalmente a pagar por isso, até o limite em que o benefício de sua utilização supera o respectivo pagamento. O uso, assim, obedece a uma racionalidade. Quando a procura pelo bem está maior que a sua disponibilidade, a decorrência é o aumento do preço e a conseqüente queda da demanda.

Quando o bem é público e sua utilização gratuita e sem possibilidade de exclusão, seu uso tende a ser menos racional. Assim, não havendo preço, as pessoas tendem a consumir ilimitadamente, mesmo sem tanto benefício decorrente do consumo; a uma, pois o custo é zero, a duas, pois deixar de consumir implica abdicar o consumo em favor de outra pessoa.

Além disso, como o consumo não é exclusivo, o incentivo para a cooperação é muito pequeno, justamente pela questão da externalidade positiva. Uma pessoa fazer um trabalho de despoluição num rio, por exemplo, é uma prática pouco esperada, pois seus custos serão internalizados no benfeitor e os benefícios socializados. Qual o incentivo que essa conduta traria para as demais pessoas pararem de poluir? Nenhum. Ao contrário, lhes traria conforto em continuar a poluir pois alguém estaria despoluindo o rio por elas.

Lembre-se que a concepção ora posta de bem público é a concepção econômica, posto que a concepção jurídica de bem público está definida no art. 98 do Código Civil Brasileiro, adotando o critério subjetivo, independentemente da natureza do bem. Em outras palavras, é bem público aquele pertencente às pessoas jurídicas de direito público.

A concepção econômica, ora em debate, não leva em consideração o proprietário, mas a natureza do bem. É público aquele bem cujo consumo não se consegue excluir das outras pessoas. No decorrer do trabalho, a expressão bem público é muitas vezes utilizada, mas sempre na concepção jurídica, como por exemplo a afirmação de que as jazidas de petróleo e gás são bens públicos. Sempre que a expressão vier a ser utilizada na concepção econômica, como no presente momento, o devido alerta será feito.

#### 2.4.6 Custos de transação

O principal sinal numa economia de mercado é o preço. Ele serve, além de fator determinante para equilibrar a oferta e a demanda, como forma de linguagem por meio da qual outras informações são transmitidas. Num mercado idealizado, especialmente no de Ronald Coase no *The Nature of the Firm* (COASE, 1988), o único custo da contratação é o preço do bem.

Entretanto, num contexto de falhas de mercado, inúmeros fatores surgem para corroer a idealização do mercado e, via de consequência, agregar outros custos às trocas. A presença das falhas de mercado acentua o risco. Naturalmente, ele é agregado ao preço, por exemplo, contratando-se um seguro para garantir o cumprimento do contrato, ou um bom advogado para redigi-lo. A fraca confiança gera custos para tornar o negócio viável.

De outro lado, a presença do Estado costuma agregar outros custos às trocas, como, por exemplo, os tributos, os procedimentos burocráticos de registro, regularização, licenciamento. O Estado não raras as vezes, pela via de agentes corruptos, impõem outros custos escusos como propinas, lamentavelmente.

Outros fatores podem agregar custos às trocas, como o custo de oportunidade, nas compras futuras, ou a garantia de exclusividade. Outros custos como publicidade, promoções, brindes, são elementos que são agregados ao preço.

Esses custos que se agregam ao preço, sejam decorrentes da falta de confiança, seja da tributação, seja de que ordem for, são chamados de custos de transação, e representam uma falha de mercado na medida em que distorcem o sistema de preços e desincentivam a realização de negócios. Em outras palavras, os custos de transação restringem os incentivos do mercado que tenderiam a equilibrar a oferta e a demanda, diminuindo, por conseguinte, o nível da satisfação individual.

Basicamente a assimetria de informações e o risco de conduta oportunista geram os custos de transação, que nada mais são que despesas no intuito de planejar, adaptar e monitorar

as interações entre agentes econômicos com a finalidade de garantir o cumprimento do contrato<sup>31</sup>.

Observe-se que num ambiente de incertezas ocorre o aumento dos custos de transação com a finalidade de prevenir condutas oportunistas. Quando o custo de transação atinge níveis elevados, é mais interessante para os agentes econômicos internalizar a atividade, substituindo a contratação no mercado pela hierarquia, ou seja, realizar internamente a atividade que se pretendia contratar, o que gera integrações empresariais com aumento do poder de mercado e diminuição da concorrência.

## 2.5 FALHAS DE GOVERNO

Se a exploração econômica em regime de mercado gera as chamadas falhas de mercado, como visto anteriormente, é de se esperar que a publicização dos fatores produtivos também gere alguns problemas, a que chamamos de falhas de governo. São problemas de natureza diversa das falhas de mercado, dada a lógica diversa na exploração pública de mercados.

De plano, é prudente fazer duas ressalvas já feitas quando do debate acerca dos serviços públicos.

A primeira é a de que não existe uma fórmula capaz de solucionar em si mesma os problemas econômicos. A dicotomia entre governo e mercado não é um concurso de escolha do melhor sistema para a partir de então utilizá-lo irrestritamente. Para problemas diferentes existem soluções diferentes, de modo que o objetivo de estudar mercado e governo é conhecer melhor suas características de modo a permitir utilizá-los cooperativamente na solução de problemas reais.

A segunda ressalva é a de que a fronteira entre governo e mercado cada vez mais vem sendo derrubada, tornando praticamente impossível se encontrar hoje em dia um setor da economia que seja exclusivamente privado ou público. Não há sequer uniformidade nas

---

<sup>31</sup> Para KUPFER e HASENCLEVER, (2002, p. 269) são fatores determinantes dos custos de transação a racionalidade limitada, a complexidade e a incerteza.

regulamentações econômicas, justamente pela necessidade de adaptação das soluções político-econômicas aos problemas que pretendem resolver.

Por essa razão, não é óbvia a conclusão de que o Estado é sempre a solução para as falhas de mercado, uma vez que ele próprio apresenta problemas crônicos que podem ser piores que as falhas que pretendia corrigir. De todo modo, tradicionalmente são apontadas como falhas de governo, ou seja, falhas decorrentes da atuação estatal num regime pretensamente público, a corrupção, o excesso de burocracia e a ineficiência.

Nesse sentido, George J. Stigler, no clássico trabalho a respeito da teoria da captura *The theory of economic regulation* (STIGLER, 1971), apontava os problemas da regulação estatal dando ênfase no fato da regulação não raro ser capturada pelos grupos econômicos com a finalidade de ser exercida em seu benefício<sup>32</sup>.

Stigler aponta como características do Estado suas prerrogativas, não encontradas em nenhum outro organismo social, como o poder de coerção – *the power to coerce*, a tributação – *taxation*, e o poder de polícia - *ordain de physical movements of resources and the economic decisions of households and firms without their consent* (STIGLER, 1971).

A captura consiste na influência que grupos econômicos exercem sobre o Estado com a finalidade de induzir a utilização das prerrogativas do poder público com a finalidade de lhes favorecer. Seja por propina, seja pela promessa de colocação cobiçada no mercado de trabalho, seja pela dependência pública dos investimentos privados, o fato é que o poder econômico dos agentes privados sempre pode oferecer alguma benesse ao agente público capaz de seduzi-lo a exercer os Poderes Administrativos em troca dela.

Esse enlace sujo se dá tanto no campo individual como no campo institucional. O financiamento de campanhas políticas é um espaço atraente para empresas ingressarem no balcão de negócios da polícia a fim de elegerem prepostos de seus interesses. Assim, não é raro encontrar partidos e grupos políticos umbilicalmente ligados a grupos econômicos

---

<sup>32</sup> “Para a *Escola das Escolhas Públicas (Public Choice School)* e, especialmente, para *Nilton Friedman* toda tentativa de corrigir as falhas de mercado por meio da ação do Estado pode implicar erros maiores, em virtude dos custos decorrentes das falhas de governo (*costs of government failure*). Essas falhas seriam derivadas principalmente das falhas do regime democrático e do poder de grupos de interesse (*special-interest groups*), que se utilizam dos mecanismos públicos para garantir seus interesses privados (*rente seekers*). (CALIENDO, 2009, p. 79).

posteriormente favorecidos com o uso da máquina pública, seja na regulação, seja na contratação dessas empresas para prestação de serviços ao Estado.

É óbvio que a captura não é dirigida ao Estado como ente abstrato, mas aos agentes públicos. Entretanto, como não é possível imaginar o Poder Público sem seus agentes, é comum atribuir as falhas de governo ao Estado, e não às suas autoridades. Isto porque não é o agente público um ser mal em si mesmo, pior que os representantes das empresas privadas. Entretanto, as falhas decorrentes da captura são mais usuais no Estado dado ao jogo de incentivos a que seus agentes são submetidos, o que não quer dizer que sejam santos. O que se quer dizer é que um ladrão tende a roubar mais num ambiente favorável ao crime. Quem não o é não o fará em nenhuma circunstância.

Stigler ainda aponta quatro políticas que são esperadas do Estado pelos agentes econômicos como forma de benefício decorrente de seu poder de sedução:

a) subsídios em dinheiro<sup>33</sup> - a utilização do poder estatal de renunciar a tributação ou mesmo conceder condições vantajosas à exploração do mercado financiadas com verba pública, como programas de refinanciamento de dívidas tributárias, anistias, financiamentos públicos, isenções tributárias, etc. Essa estratégia só tem sentido quando o mercado é concentrado. Sendo o mercado pulverizado, a tendência de captura é menor, dado o menor poder econômico dos agentes, e o benefício teria que ser rateado com muitas empresas, tendo elas contribuído ou não com a captura, o que reduziria os benefícios até o ponto de não compensarem o negócio.

b) O controle à entrada e concorrentes<sup>34</sup> – Usualmente o Estado restringe o ingresso de novos concorrentes em determinados mercados, o que termina por beneficiar os agentes que já os explora, dando-lhes condições monopolistas ou oligopolistas, por meio de políticas de preços, tolerância a integrações verticais, quotas de importação ou de produção, e outros mecanismos semelhantes.

---

<sup>33</sup> “*The most obvious contribution that a group may seek of the government is a direct subsidy of money*” (Stigler, 1971).

<sup>34</sup> “*the second major public resource commonly sought by an industry is control over entry by new rivals*” (Stigler, 1971).

c) o controle sobre o mercado de produtos substitutos e complementares<sup>35</sup> - A demanda por um mercado depende das facilidades e utilidades que os consumidores terão em face do produto comercializado. Assim, o mercado de venda de cloro provavelmente se aqueceria com o incremento do mercado de piscinas. O controle sobre mercados complementares, que dão sentido ao consumo de outros produtos, é estratégico para empresas, pois pode interferir diretamente na demanda por seus produtos. De outro lado, quando se faz uma análise concorrencial, a primeira tarefa é definir o mercado relevante geográfico e o mercado relevante do produto<sup>36</sup>. Neste último, é feito um questionamento quanto à substitutividade do produto por outro diferente, de acordo com as preferências do consumidor. Desse modo, é possível que o consumidor de refrigerante, com a alta dos preços, possa substituir o produto por suco em caixa. Nesse caso, temos um produto substituto. É interessante nessa perspectiva às empresas ter interferência também nos mercados dos produtos substitutos, de modo a controlar a demanda do seu próprio mercado. Esse fenômeno é conhecido como elasticidade cruzada da demanda.

d) Controle de preços<sup>37</sup> - Num mercado explorado em regime de concorrência, especialmente quando existem muitos agentes econômicos, o preço tende a se estabilizar por baixo, como o mínimo possível. É insustentável qualquer política de preço abusivo, pois os consumidores desse agente migrariam para os concorrentes. A forma mais tradicional de praticar o sobrepreço numa economia de mercado é o conluio, também conhecido no Brasil como cartel. Essa estratégia conta com o risco de punição por parte do Poder Público. Nessa perspectiva, a forma mais segura de se institucionalizar um cartel é quando ele é mantido pelo Estado, por meio do controle de preços. Num mercado em que a competitividade é ampla, a melhor tática para os agentes econômicos praticarem preços abusivos é contar com a proteção do Estado, e não raro

---

<sup>35</sup> “a third general set of powers of the state which will be sought by the industry are those which affect substitutes and complements” (STIGLER, 1971).

<sup>36</sup> “A definição do mercado relevante é especialmente significativa por dois aspectos: apurar os níveis de concentração do mercado, por meio dos *market shares*, e identificar a factibilidade de competidores potenciais ingressarem no mercado de modo a procurar verificar a existência de aspectos dimensionais do eventual exercício de poder de mercado. Ainda que não se considere a concentração de *market share* como fator suficiente à caracterizar o dano à concorrência, não se pode negligenciar a análise desse fator em conjunto com os demais aspectos pertinentes (possibilidade de entrada no mercado, efeitos da operação, p. ex.)” (MARQUES, 2004, p. 90).

<sup>37</sup> “The fourth class of public policies sought by an industry is directed to price-fixing”.

isso acontece, usualmente pela fixação de tarifas – no caso dos serviços públicos, controle de preços ou mesmo tabelamento<sup>38</sup>.

Independentemente dessas vicissitudes, a intervenção do Estado na economia se dá, basicamente, com a finalidade “de melhorar a eficiência econômica, corrigindo as falhas de mercado”; “perseguir valores sociais de justiça e equidade, alterando os resultados do mercado” e “perseguir outros valores sociais tornando obrigatório o consumo de certos bens, chamados bens meritórios, e proibindo o consumo de outros, chamados bens não meritórios”, adotando critérios de boa atuação fundados em princípios como justiça, eficiência, simplicidade administrativa, flexibilidade e transparência (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 266-271).

As falhas de governo se mostram como um entrave na efetivação dessas medidas, dificultando o sucesso das políticas públicas e transformando antídoto em veneno. Basicamente quatro fatores cooperam para o insucesso das intervenções estatais, realçando as falhas de governo: problemas de incentivos, problemas orçamentários, problemas de informação e a natureza do processo de tomada de decisões (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 278).

O primeiro fator a desajustar o sistema de incentivos verificados num sistema baseado na autonomia da vontade é o fato do Poder Público gozar do atributo denominado de imperatividade, consistente na capacidade de constituir unilateralmente obrigações em face de terceiros. Ordinariamente, as obrigações só podem ser constituídas ou com o consentimento da outra parte, ou com a prolação de uma sentença judicial. Ao Estado é dada a prerrogativa de constituir unilateralmente obrigações em face de terceiros, mesmo sem a sua concordância e sem intervenção judicial. A constituição do crédito tributário é um excelente exemplo disso. Essa prerrogativa, aliada à presunção de legitimidade e veracidade dos atos administrativos abrem espaço para o uso arbitrário do poder, o que pode e deve ser controlado por órgãos destinados a esse fim e por procedimentos burocráticos preestabelecidos em lei.

O controle estatal é outro fator que lhe impõe inúmeras limitações, a uma pelo seu elevado custo, a duas porque os procedimentos formais estabelecidos em lei determinam um

---

<sup>38</sup> “A jurisprudência antitruste contém exemplos de cartéis organizados por dezenas de empresas. Mesmo profissionais liberais podem, com ou sem a coordenação de suas respectivas associações de classe, cometer prática de cartel. Um dos casos apresentados deste livro ilustra o caso de uma tabela de preços imposta por uma associação médica” (OLIVEIRA; RODAS, 2004, p. 42).

ritmo administrativo lento e impede ou dificulta a tomada de decisões que demandariam maior liberdade. Tais fatores são no caso brasileiro temperados por outros que agravam ainda mais a situação vexatória da intervenção pública: a impunidade e o patrimonialismo.

A tomada do Poder Público pelos grupos econômicos mais fortes se dá por inúmeras razões, dentre elas pelas relações promíscuas de financiamento das campanhas políticas, o que gera às vezes mais que uma mera dependência ou reverência do agente público ao seu mecenas, mas o torna um verdadeiro preposto de interesses privados bravamente defendidos sob o escólio das prerrogativas públicas.

A dependência, e porque não dizer serventia, do Poder Público com os grupos econômicos produz o chamado capitalismo à brasileira, tendo como foco central do desenvolvimento empresarial o Estado, eterno garantidor e protetor dos insucessos empresariais. É a deformidade do capitalismo sem riscos.

Num sistema de mercado, o prejuízo é tão natural quanto o lucro, e abrir uma empresa é tão normal quanto fechar. Esses elementos são decorrentes do jogo de incentivos que tende a produzir uma ‘seleção natural’ das melhores empresas, se é que se pode chamar esse fenômeno de darwinismo empresarial. O Estado brasileiro, ao tempo em que se desdenha da bancarrota dos pequenos empreendedores, impondo-lhes infindáveis desafios para abrir e manter uma atividade empresarial, praticamente os lançando à informalidade, trata com extrema lhanhesa alguns setores da economia altamente concentrados protegendo-os contra o prejuízo e a quebra. Foram inúmeros os salvamentos empresariais patrocinados pelo governo, seja no setor financeiro, seja no setor de aviação civil, e tantos outros. Não foram poucos os programas de anistia tributária patrocinados pelos cofres públicos para salvamento de empresas que fracassaram no mercado e que poderiam abrir espaço para outras mais eficientes.

A respeito da ideologia da cultura brasileira, Carlos Guilherme Mota aponta as contradições da ocupação estatal de espaços públicos com a finalidade de proteger alguns segmentos econômicos:

Na história do Brasil recente, acelerou-se o ritmo, porém com diminuto aprofundamento das melhorias sociais. As elites neocoloniais continuam a animar a sociedade do espetáculo periférica, em que seus *yuppies*, ilhas de *Caras*, *Daslus*, shoppings, lojas de automóveis blindados e helicópteros têm todo o espaço. Uma sociedade caricata que

escapa de crítica até dos antigos e geniais cartunistas, que “restaura” e atualiza a seu modo velhos padrões socioculturais, dando seu toque de classe “neocolonial” com estranhas inserções de (pós)modernidade. Enquanto isso, a cultura do narcotráfico prospera nas classes abastadas alcançando segmentos da juventude pequeno-burguesa emergente.

A *sociedade de massas* vai sendo ampliada e engrossada por setores de uma operosa e dasavisada pequena burguesia de serviços, que se proletariza aceleradamente, amarrando-se em crediários, e também por frações do proletariado tradicional e do referido e crescente lumpen-proletariado. Uma *sociedade de massas* ideologicamente anestesiada, com precaríssima formação cultural e engolfada pelas igrejas salvacionistas, cujos membros diretores articulam com facilidades e presença governamental as malhas de seu poderoso e abrangente sistema radiotelevisivo, que ora opera diuturnamente. Tais linhas de força apontam para um desastre coletivo futuro com hora marcada. Que já começou (MOTA, 2008, p. 30-31).

Nessa perspectiva, o jogo de incentivos a que o Estado brasileiro se submete e vem submetendo os agentes econômicos o torna ineficiente e protetor das concentrações de mercado, numa mistura de dependência econômica, tradição familiar e imensos mecanismos de corrupção que sustentam políticos e empresários de quase todos os ramos, desde as grandes obras estruturais até as pequenas aquisições de expediente da menor das repartições.

Outro problema enfrentado pelo Estado é o orçamentário, uma vez que o setor público não está sujeito à falência. Não há, portanto, limite de endividamento, o que diminui a sensibilidade dos gestores com a eficiência dos gastos. A transitoriedade dos mandatos impede ou ao menos desestimula qualquer tipo de planejamento a longo prazo. Como os gestores são eleitos pelo voto popular, e as chances de vitória aumentam *pari passu* com as despesas, o incentivo dado é aumentar a despesa no presente comprometendo o orçamento futuro, quando a gestão está sob a responsabilidade de outro político.

Recentemente no Brasil a Lei Complementar 101/00, chama de Lei de Responsabilidade Fiscal, foi editada com a finalidade de atenuar essa falha de governo, e tem obtido bastante sucesso no desiderato de controlar as despesas públicas impondo-lhes limites prudenciais e parâmetros.

Os problemas de assimetria de informação também são frequentes no setor público, o que limita o conhecimento efetivo das consequências das decisões e aumentam as chances de erros, com o agravante de maior repercussão dada a centralização, e não atomização, da decisão.

Por fim, os processos de decisão coletivos implicam em imprecisões nas escolhas, tema que vem sendo desenvolvido há muitos anos por autores como Joseph Schumpeter e Kenneth Arrow, por meio do que se chama teoria da escolha pública. Assim, de um lado os sistemas de votação, os quóruns e a intransitividade das escolhas públicas levam a distorções no resultado. Por exemplo, muitos dizem que na eleição de presidencial de 1989 se o candidato Brizola tivesse ido para o segundo turno, no lugar de Lula, teria ganho as eleições de Fernando Collor. Ora, se ele potencialmente detinha a maioria dos votos no segundo turno, porque ele não ganhou as eleições? Esse paradigma é explicado pelo paradoxo de *Condorcet*. Como o voto só colhe a primeira opção de cada eleitor, deixa de considerar a segunda e terceira (e assim sucessivamente) opção, o que implicaria no resultado do segundo turno.

Desse modo, se por um lado a exploração em regime de mercado, portanto, privada, da economia, é suscetível de resultar nas falhas de mercado, a solução nem sempre é substituir o sistema pela exploração pública, que apresenta, por sua vez, as chamadas falhas de governo. Não há, portanto, uma fórmula predisposta para solução dos problemas econômicos, nem sequer mais a clara dicotomia entre público e privado, sendo o a atividade econômica e o setor público instrumentos disponíveis à sociedade para enfrentamento de questões graves e cada vez mais complexas e globais.

## **CAPÍTULO 3 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA**

Para melhor compreensão da questão relativa à implementação no Brasil do sistema de produção de petróleo baseado nos contratos de partilha, em comparação com o regime até então adotado de concessão, é imprescindível conhecer um pouco da trajetória da indústria de petróleo no mundo e também sua trilha no Brasil, de modo a identificar seus traços distintivos e melhor compreender as alterações ora promovidas.

Como se verá, a indústria de petróleo tem algumas características que a torna única e de fundamental importância para o desenvolvimento industrial global e como um instrumento de geopolítica.

### **3.1 O CRESCIMENTO DO PETRÓLEO NO MUNDO. UMA HISTÓRIA DE ABUNDÂNCIA E DE DESASTRES**

O setor petrolífero sempre foi abordado pela literatura e pelo cinema com ênfase numa visão romântica e aventureira de empreendedores em busca de fortuna. Guerras, massacres, corrupção e conflitos sempre andaram sombreando a história dos grandes impérios construídos pela exploração petrolífera. Fortuna e poder sob o leito de uma fama de corrupção e violência marcaram a trajetória da indústria.

De obstinados e inventores em busca de poços nos rincões do mundo a impérios industriais multinacionais com domínio sobre as decisões mais importantes do globo é o breve caminho traçado em pouco mais de um século de história, que se inicia no final do século XIX.

A partir do século XIX o petróleo passou a ser explorado industrialmente com a finalidade de viabilizar a iluminação urbana, em substituição ao óleo de baleia nas cidades da Europa, seja por meio do querosene ou por gás natural. A invenção do automóvel e sua popularização ainda no século XIX fez a demanda por petróleo crescer violentamente. A partir

de 1859, quando Edwin L. Drake perfurou o primeiro poço de petróleo americano<sup>39</sup>, na Pensilvânia, sua tecnologia se expandiu rapidamente, pois até então sua prospecção era geralmente nos pontos onde brotava espontaneamente, o que fez a produção anual subir de dois mil barris em 1859 para algo próximo de 3 milhões de barris em 1863<sup>40</sup>.

Após o desenvolvimento da tecnologia de perfuração de poços com a utilização de tubos, iniciou-se a corrida pelo petróleo no *Oil Creek Valley*, Pensilvânia, que culminou com o domínio absoluto do mercado americano pela *Standard Oil Company*. Na Europa, merece destaque a Shell Transport, que em 1903 associou-se com a Royal Dutch Petroleum para formar a Royal Dutch Shell, que detinha no final da primeira guerra mundial cerca de 75% da produção mundial de petróleo fora do mercado americano (PINTO JUNIOR, 2007, p. 64).

Após a decisão da Suprema Corte Americana, em 1911, determinando a dissolução da *Standard Oil Company*, segue-se uma fase de concorrência oligopolizada<sup>41</sup>, entrando em cena, além das empresas americanas resultantes de dissolução da *Standard*, as europeias Shell (*Royal Dutch Shell*) e *Anglo-Persian* (atual *British Petroleum*), tomando corpo a concorrência internacional, num mercado global, dada a grande demanda por combustível alimentada pelas duas grandes guerras, sendo um dos focos da disputa os poços do oriente médio<sup>42</sup>.

A partir daí o petróleo se tornou a principal fonte de renda para inúmeros países, dentre os quais se destacam os do oriente médio, onde se localizam cinco dos quinze maiores países

---

<sup>39</sup> Existem referências de outros poços furados bem antes dessa data com a finalidade de prospectar petróleo, como na china e no oriente médio, mas Edwin L. Drake, com muita insistência e já desacreditado pelos seus investidores, é creditado por desenvolver a tecnologia de preenchimento dos poços com tubulações que permitiram atingir níveis bem maiores de profundidade bem como controlar a vazão do poço. Essa ainda é a base da tecnologia atualmente utilizada.

<sup>40</sup> “Como resultado do sucesso na perfuração, e sem instalações adequadas para estocar o grande aumento da produção de óleo cru, foram utilizados, improvisadamente, os *barris* vazios de uísque que existiam disponíveis na área. Deste ato que se transformou em prática nasceu a medida-padrão utilizada até hoje pela indústria do petróleo, que é o *barril de petróleo* correspondente a 159 litros” (COSTA, 2009, p. 9).

<sup>41</sup> “No que tange à realidade americana, pode-se observar que, desde a última década do século XIX, iniciou-se um processo de regulação de alguns setores da atividade econômica, no intuito de possibilitar a existência da concorrência através do combate aos cartéis. Era uma regulação de intensidade fraca, tímida, tipicamente protecionista e com finalidades basicamente econômicas” [...] “A partir da ascensão de Roosevelt em 1933, passa a existir um controle sobre a atividade econômica através das chamadas *Independent Regulatory Comissions*. As grandes preocupações das agências de regulação americanas na década de 30 eram o controle monopolista e a concorrência pernicioso ao próprio mercado. A partir do Governo Johnson (1963-1968) deu-se ênfase também à questão da informação imperfeita aos consumidores, à proteção do meio-ambiente e à segurança dos produtos (CARVALHO, 2009).

<sup>42</sup> Em 1908 são descobertos poços de petróleo no Irã.

produtores mundiais de petróleo: Arábia Saudita, Iran, Emirados Árabes Unidos, Kuwait e Iraque.

Não apenas nessa região a exploração do petróleo sempre esteve bastante relacionada com as disputas internas de poder, não sendo exagero concluir que os grandes *players* do mercado interferem fortemente na própria soberania dos países onde se encontram os poços. A dependência do petróleo provoca esse efeito.

A partir de 1928, com a assinatura do acordo de *Achnacarry*, se inicia o processo de cartelização dos grandes *players*, consolidando o período de dominação do mercado pelas “sete irmãs” com o controle dos preços e da produção, assim como com o domínio dos mercados. Com o objetivo de evitar a concorrência entre as grandes empresas e a ocorrência de guerra de preços, foi necessário o desenvolvimento de instrumentos que consolidassem o controle do mercado sem conflito com a finalidade de melhor definir os direitos de propriedade e controle das reservas do Oriente Médio e a criação de “uma coordenação oligopolista que impedisse formas perigosas de competição, alocando-se níveis de produção e de suprimento de demanda nas áreas geográficas da indústria” (PINTO JÚNIOR, 2007, p. 65).

A instituição do regime de concessão para exploração dos campos petrolíferos conferia às multinacionais amplo poder decisório sobre a área concedida, que englobava parcelas significativas dos territórios nacionais. Conferia, ainda, segurança para a realização de grandes investimentos vez que usualmente garantia ao concessionário a exploração do campo por décadas com exclusividade, em troca do pagamento de *royalties* e da tributação. Entretanto, a celebração desses contratos era claramente desequilibrada, dispondo às concessionárias de amplo poder sobre os dirigentes nacionais.

O poder econômico e a falta de democracia alimentava (e porque não dizer que em grande parte ainda alimenta) uma relação promíscua das empresas com os chefes políticos locais. Não raramente o pagamento dos *royalties* sustentava a manutenção de uma ditadura esbanjadora e multimilionária, verdadeiros oásis de fartura em meio a uma imensa população miserável que não participava das benesses da indústria.

Para a concessionária era bastante a garantia de sua exclusividade como exploradora dos campos dentro da área de concessão, bem como sua manutenção como controladora do seu

gerenciamento, o que lhe colocava numa confortável situação de definir unilateralmente elementos estratégicos do mercado como quantidade de produção, destinação do produto e seu preço. Como se verá adiante, o regime de concessão confere ao concessionário a propriedade do óleo extraído, em troca do pagamento dos *royalties* a título de compensação.

Por sua vez, para as lideranças políticas locais era conveniente o recebimento das fortunas pagas pelas concessionárias, suficientes para sua manutenção no poder e o estabelecimento de um suntuoso estilo de vida; porém, não o bastante para retirar o país da miséria e superar sua dependência das rendas petrolíferas.

Até a década de 60 predominou o domínio do cartel formado pelas sete maiores multinacionais produtoras de petróleo, as “as sete irmãs”, em grande parte composto pelas empresas resultantes da fragmentação da *Standard Oil Company*, determinada pela Suprema Corte Americana<sup>43</sup>.

Esse oligopólio dominou fortemente por anos o mercado, que era verticalmente integrado do poço à bomba de gasolina nos postos, sendo exemplos importantes dessas prática colusivas o acordo de *Achnacarry* e o acordo da linha vermelha, que disciplinavam a exploração do mercado de forma concertada entre os signatários e estabeleciam barreiras à entrada para novos concorrentes. A própria estrutura do mercado favorece a formação de cartéis, pois tem como características as altas barreiras à entrada e economias de escala.

Antes mesmo de firmado o acordo de *Achnacarry*, que consolidou a oligopolização do mercado, a formação de consórcios entre as *majors* já demonstrava a pouca disposição delas em concorrerem, tendo o mercado por suas características rumado para a forte concentração. Certamente um dos principais desses consórcios foi o *Iraq Petroleum Company (IPC)*, que em 1928 reuniu as maiores empresas mundiais de petróleo, americanas e europeias, com a finalidade de gerenciamento conjunto da exploração da indústria, evitando a competição.

---

<sup>43</sup> Esse sem dúvidas é um dos maiores casos do direito da concorrência nos Estados Unidos e no mundo. No dia 15 de maio de 1911 a Suprema Corte Americana declarou a *Standard Oil*, que controlava cerca de 70% do mercado e era detentora de 90% das refinarias, um monopólio irrazoável à luz do *Sherman Act*, determinando seu fracionamento em 34 empresas independentes, entre as quais ainda estão parte das maiores empresas mundiais do ramo. A *Standard Oil*, liderada por John Rockefeller, integrou verticalmente a cadeia produtiva do petróleo, dominando substancialmente além da produção, o refino e o transporte do produto, inclusive sendo detentor de grande parte das ferrovias da época.

Compunham as sete irmãs as empresas Esso, Texaco (incorporou a Chevron), Socony (hoje a ExxonMobil) e Socal (posteriormente formou a Chevron), originadas a partir da dissolução da *Standard Oil Company*, assim como a Shell, a Amoco (British Petroleum) e a Gulf Oil (incorporada pela Chevron). Hoje essas empresas, após inúmeras operações societárias tornaram-se apenas quatro: ExxonMobil, Chevron Texaco, Shell e BP – British Petroleum.

Hoje as maiores produtoras mundiais de petróleo são empresas públicas ou parcialmente públicas, controladas pelos governos nacionais e em concorrência com as empresas transnacionais. Para se ter uma ideia, “em 2010, 100 companhias produziram 87% do óleo no mundo. Desse volume total de óleo produzido por essas 100 empresas, empresas petrolíferas estatais atingiram a marca de 55% da produção”<sup>44</sup>. Além disso, as empresas nacionais detinham em 2010 85% das reservas provadas no mundo.

As petroleiras públicas nacionais estão gradativamente ocupando o espaço que vem sendo aberto pela perda de força das sete irmãs, agora quatro, em razão do processo de nacionalização das reservas de petróleo bem como das empresas exploradoras iniciado já na primeira metade do século passado, como foi o caso do México que, após nacionalizar sua jazidas, criou a PEMEX – Petróleos Mexicanos em 1938<sup>45</sup>. São exemplos desse movimento a *Saudi Aranco*, da Arábia Saudita; a *Gazprom*, da Rússia; *CNPC*, da China; *NIOC*, do Irã; *PDVSA*, da Venezuela; Petrobras, do Brasil e *Petro-nas*, da Malásia; a *YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, da Argentina; a *Compagnie Française des Pétroles – CPF*, da França. Sem falar da *Anglo-Persian Company*, que em 1914 teve majoritariamente suas ações adquiridas pelo governo britânico.

Não era, portanto, um movimento apenas dos Estados nacionais produtores, mas um movimento dos governos em geral pelo receio decorrente do fato de que o desenvolvimento industrial em escala mundial dependia das decisões estratégicas de um pequeno grupo de empresas.

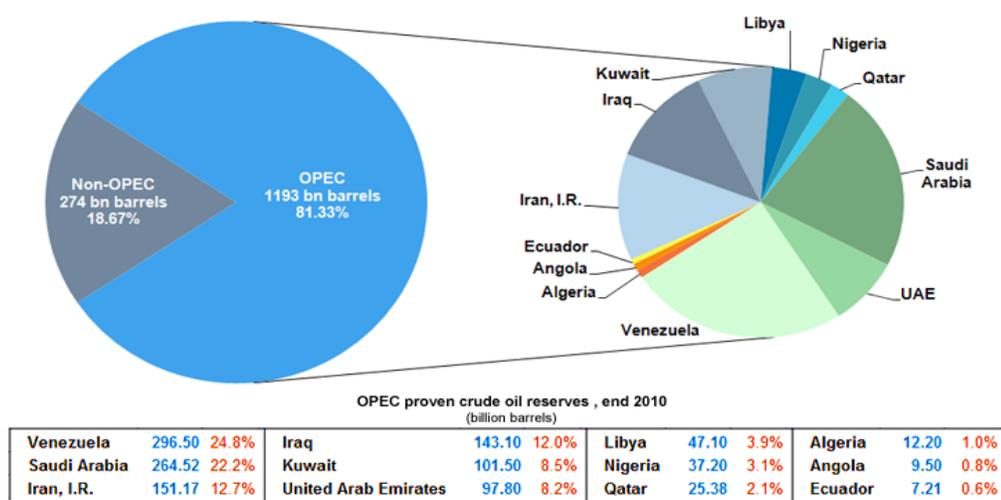
---

<sup>44</sup> Livre tradução do original: “In 2010, 100 companies produced 87% of the world's oil. Of the total volume of oil produced by these 100 companies, national oil companies accounted for 55% of production”. Disponível em: [http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/world\\_oil\\_market.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm). Acesso em: 21/03/2012.

<sup>45</sup> Esse processo da nacionalização também está relacionado com a importância que o petróleo ganhou durante a segunda guerra mundial. Seu controle passou a ser uma questão de segurança nacional.

Na segunda metade do século passado (1960), em Bagdá, como mais uma reação dos países produtores contra as petrolíferas transnacionais, foi criada a OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo. Sua composição inicial incluía Irã, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Hoje a *Organization of the Petroleum Exporting Countries* é composta por 12 países (Algeria, Angola, Equador, Iran, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela) e detém mais de 80% das reservas mundiais de petróleo, conforme se observa do gráfico abaixo:<sup>46</sup>

**OPEC Share of World Crude Oil Reserves 2010**



Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2010/2011 edition

Com a fundação da OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo, se consolida a força dos países produtores em detrimento das empresas multinacionais, que veem a partir de então seu poderio ser enfraquecido e os poços e empresas produtoras serem nacionalizados. Esse movimento se iniciou bem antes, tendo como exemplos eventos como a nacionalização do petróleo no México<sup>47</sup>, a renegociação dos contratos de concessão na

<sup>46</sup> Fonte: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/330.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm)

<sup>47</sup> “En resumen, como expresa Alfredo Peñalosa Hernández, cuyos argumento son muy validos para este articulo: la estrategia de los gobiernos neoliberales ha ocasionado entre algunos daños patrimoniales y estancamiento en el desarrollo del país por: • Canalizar el gas en consumos de menor valor. • Contaminar y reduci un lustro el ciclo de vida de Cantarell, em principal yacimiento del país, al inyectarle notrógeno en lugar de gas natural. • Convertir al país en importador neto de gas y provocar um déficit comercial. • Causar el estancamiento de la petroquímica, la

Venezuela com a introdução da política do *fifty-fifty* (tornava os Estados Nacionais sócios das empresas com distribuição paritária dos lucros), posteriormente implementada também no Oriente Médio, e a criação das grandes empresas estatais como a PDVSA e a Petrobras. Na década de setenta ocorreram os grandes choques no preço do petróleo, disparando o valor do barril e tensionando enormemente a relação dos países da OPEP como o resto do mundo.

O petróleo passou a ser, portanto, além de um setor da economia altamente lucrativo, elemento essencial na geopolítica mundial, seja nas relações entre empresas para fixação conjunta das estratégias de mercado, seja pelas disputas entre as grandes potências mundiais pela ascendência sobre os grandes campos produtores, seja pelos conflitos entre os países produtores e consumidores pelo estabelecimento de um ambiente de mercado atraente para ambas as partes.

A OPEP e a política de maior presença do Estado na indústria de petróleo, especialmente na pesquisa e produção, quebrou, ainda que parcialmente, a integração vertical das sete irmãs. Foram revistos inúmeros contratos de concessão para aumentar significativamente a participação dos países produtores, quando não foram nacionalizados os campos.

Em 1973 a OPEP promove o primeiro choque nos preços do petróleo, como forma de retaliar os países que estavam apoiando Israel na guerra do *Yom Kippur*<sup>48</sup>. Só no período de 17 de outubro de 1973 a dezoito de março de 1974 o preço do barril subiu em média 400%. Como consequência desse evento houve a redução do consumo mundial de petróleo bem como o início das buscas por matrizes energéticas alternativas, ao passo que os países produtores obtiveram receitas extraordinárias de centenas de bilhões de dólares.

---

*industria química y la agroindustria al no priorizarla en el suministro de gas y sus condensables. Eliminar la plantilla de expertos en la exploración y producción y transformación industrial de los hidrocarburos haciéndonos dependientes de técnicos extranjeros. • Entregar información estratégica a compañías transnacionales y organismos financieros. • Convertir a la industria petrolera en administradora de contratos y hundirnos en la dependencia tecnológica, dejando el dominio de los procesos y de la tecnología petrolera a las grandes transnacionales. • Estancar el desarrollo de fuentes alternas determinando su crecimiento en función del interés privado para hacer nuevos negocios” (JIMÉNEZ, 2009, p. 168-169).*

<sup>48</sup> Coalizão de países árabes liderada por Egito e Síria invade parte do território de Israel com a justificativa de conter sua política expansionista na região, assim como para executar a pretensão do Egito em retomar o canal de Suez. Em parte o conflito também é explicado como forma de vingança pela guerra dos seis dias, na qual Israel passou a ter controle sobre as Colinas de Golã, de forma dividida com os sírios, a margem ocidental da Cisjordânia e, também de forma dividida, só que com os egípcios, a Península do Sinai. Israel sagra-se vencedor do conflito após ter sofrido algumas perdas consideráveis no início do conflito, reafirmando seu poderio militar na região.

O segundo choque nos preços internacionais do petróleo está relacionado com a crise financeira mundial do final da década de setenta e com a desvalorização do dólar, o que veio a ajudar inúmeras conturbações políticas no Oriente Médio. Entre esses conflitos se destaca a revolução islâmica no Irã, com a queda do *Xá Reza Pahlevi*, que tinha ótima relação com os países consumidores de petróleo, para a subida ao poder do líder xiita *Aiatolá Ruhollah Khomeini*.

O medo de que a revolução islâmica se estendesse para os demais países da região fez com que o ocidente apoiasse fortemente o Iraque e lançasse *Saddam Hussein* na guerra contra o Iran, financiando o Iraque e fornecendo-lhe armas, inclusive químicas, num conflito que veio a durar aproximadamente oito anos (de 1980 a 1988). Estando os dois maiores produtores mundiais em guerra houve a natural queda na produção, o que levou a novos aumentos dos preços do óleo.

O segundo choque dos preços fez com que as potências consumidoras aumentassem ainda mais suas políticas de redução da dependência o petróleo árabe, o que, aliado com as diferenças internas dos países componentes da OPEP fez com que o preço do petróleo tivesse uma grande queda na primeira metade da década de oitenta, saindo de quase 40 dólares o barril em 1979 para menos de 15 dólares em 1985. A OPEP perdia assim o poder de fixar unilateralmente os preços dos barris.

A trajetória de queda dos preços foi interrompida em 1999 por inúmeras crises políticas no Oriente Médio, especialmente no Iraque. As incertezas políticas desestimulavam grandes investimentos capazes de recuperar a produção do país, o que veio a culminar com a Guerra do Iraque em 2003, quando uma coalizão liderada por Estados Unidos e Reino Unido invadiram o Iraque com a justificativa da existência de armas de destruição em massa no país, depondo o então ditador *Saddam Hussein*. Esse conflito pode ser visto como resultado do conflito iniciado em 1990 com a invasão do Kuwait pelo Iraque, o que resultou na Guerra do Golfo<sup>49</sup>, com tropas de inúmeros países do ocidente debelando a ocupação iraquiana.

---

<sup>49</sup> “Em 1990, o Iraque invadiu e se apoderou do Kuwait, Estado árabe rico em petróleo. As alegações da invasão para esta ação foram reivindicações territoriais, o aumento da produção de petróleo por parte do Kuwait – o que acarretaria a queda do preço do petróleo -, o não auxílio por parte do Kuwait ao Iraque para que este pudesse pagar a

É possível distinguir, portanto, seis fases distintas da indústria de petróleo:

- a) a fase anterior a 1859, em que a indústria era explorada quase que artesanalmente e com baixa produtividade;
- b) após o desenvolvimento da tecnologia de perfuração de poços inicia-se a fase da corrida pelo petróleo e a consolidação do monopólio da *Standard Oil Company*, nos Estados Unidos, e da Royal Dutch Shell na Europa;
- c) após a decisão da Suprema Corte Americana, em 1911, determinando a dissolução da *Standard Oil Company*, segue-se a fase de concorrência entre as grandes produtoras mundiais;
- d) a partir de 1928, com a assinatura do acordo de *Achnacarry*, se inicia o processo de cartelização dos grandes *players*, consolidando o período de dominação do mercado pelas “sete irmãs”;
- e) em 1960, com a fundação da OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo, se consolida a força dos países produtores em detrimento das empresas multinacionais;
- f) especialmente após os grandes choques de preço, surge para as grandes empresas privadas, bem como para os países consumidores do petróleo, o interesse em diversificar a matriz energética e abrir novas fronteiras para a produção de petróleo, com o objetivo de diminuir a dependência da OPEP, o que ocorre a partir da década de 80, abrindo caminho para o desenvolvimento das tecnologias de prospecção *offshore*.

---

dívida que ele tinha contraído na guerra contra o Irã, que duraria oito anos. O Conselho de Segurança da ONU aprovou sanções contra o Iraque, bem como o uso da força armada para livrar o Kuwait” (MELLO, 2005, p. 32).

Assim, indissociável é a exploração econômica do petróleo das relações políticas, nacionais ou internacionais, geralmente temperadas por aventura, desafio, ganância, guerra, desigualdade social e corrupção.

Hoje o petróleo é a principal fonte energética, paradoxalmente sendo símbolo de riqueza e prosperidade e, ao mesmo tempo, de guerras, pobreza e tragédias ambientais, econômicas e sociais. Não é por acaso que dos quinze maiores produtores mundiais de petróleo pelo menos dez podem ser considerados subdesenvolvidos<sup>50</sup>. Existe de fato uma relação direta entre crescimento do PIB e produção de petróleo, o que não induz necessariamente ao desenvolvimento ou a melhora de índices sociais como o IDH.

Tal fenômeno é internacionalmente conhecido como *Dutch Disease*, um conceito econômico que tenta explicar a aparente relação entre a exploração de recursos naturais e o declínio do setor manufatureiro<sup>51</sup>. Essa relação se configura na medida em que o aumento extraordinário da receita decorrente das exportações de minérios gera uma supervalorização cambial, desestimulando a exploração do setor produtivo, com uma conseqüente desindustrialização local<sup>52</sup>.

O não incentivo à diversificação econômica, a extrema dependência dos *royalties* – receitas por natureza instáveis e finitas –, a utilização das receitas petrolíferas para despesas de custeio – decorrente do inchaço da máquina pública – e a utilização eleitoreira dessas verbas impinge maior relevância ao tema, ressaltando a discussão a respeito da eficiência dos repasses locais dessas verbas e da possibilidade de vinculação dessas receitas a gastos específicos, à luz do direito intergeracional.

Há vários estudos que procuram analisar a relação entre as receitas petrolíferas e os resultados sociais, diferenciando-se os conceitos de crescimento e de desenvolvimento. As conclusões apontam sempre no sentido de que o crescimento (população, finanças e *royalties*)

---

<sup>50</sup> 1 Arábia Saudita; 2 Rússia; 3 Estados Unidos; 4 China; 5 Iran; 6 Canada; 7 Mexico; 8 United Arab Emirates; 9 Brazil; 10 Nigéria; 11 Kuwait; 12 Iraq; 13 Venezuela; 14 Norway; 15 Angola. Dados obtidos em <http://www.eia.gov/countries/>, consulta realizada em 22 de março de 2012.

<sup>51</sup> “Diante do cenário político internacional recente, o petróleo passou a ser visto mais como uma ‘maldição’ do que uma ‘dádiva de Deus’, já que trouxe muitas guerras, concentração de renda e aumento das desigualdades sociais nos países produtores” (BAUMFLEK, 2005, p. 55).

<sup>52</sup> No Brasil, tal observação se reflete ainda mais cruelmente nos Municípios (POSTALI, 2008), onde geralmente os investimentos das receitas petrolíferas não são destinados à prevenção desses efeitos.

apresenta índices consideravelmente superiores ao desenvolvimento (IDH-M, alfabetização, renda, abastecimento, saneamento, saúde, coleta de lixo e consumo de energia)<sup>53</sup>.

### 3.2 A HISTÓRIA DA INDÚSTRIA NO BRASIL E O NASCIMENTO DE UMA POTENCIA PETROLÍFERA

No Brasil, a primeira jazida de petróleo foi descoberta apenas em 1939, em Salvador, Bahia, no Bairro de Lobato, após transcorridos quase oitenta anos desde as primeiras tentativas. O engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos, após tomar conhecimento de inúmeros relatos a respeito de uma lama preta utilizada pelos moradores da região para acender suas lamparinas, tentou insistentemente sensibilizar as autoridades para a necessidade de viabilizar o projeto, até que em 1932 consegue entregar ao Presidente Getúlio Vargas um laudo técnico a respeito da descoberta, o que veio a culminar com a perfuração do poço DNPM-163 de Lobato. Em 1941 é feita a primeira descoberta comercialmente viável, no município de Candeias, também na Bahia.

Até as primeiras descobertas pode-se dizer que o cenário era de bastante amadorismo e romantismo, especialmente considerando a crise financeira mundial que dificultava grandes investimentos, apesar da primeira Constituição republicana de 1891 haver instituído o regime fundiário de propriedade dos recursos minerais, por meio do qual “as minas pertencem aos proprietários do solo”. Essa era a redação do art. 72, § 17: “O direito de propriedade mantém-se em toda a sua plenitude, salva a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria”.

---

<sup>53</sup> Exemplo disso é o estudo formulado em ALEXANDRE (2003) considerando os Municípios do Rio Grande do Norte.

Mesmo com o grande incentivo de atribuir a propriedade do produto mineral ao proprietário do solo, os enormes custos e a pouca tecnologia para desenvolvimento de atividades de pesquisa eram suficientes para amornar o setor. Entretanto, o governo, mesmo sem a descoberta de nenhum poço de petróleo até então, já havia criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, em 1907, substituído em 1933 pelo DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral<sup>54</sup>, e criado também o CNP – Conselho Nacional do Petróleo<sup>55</sup>, em 1938, assim como o Código de Minas<sup>56</sup> de 1934.

A criação do CNP – Conselho Nacional do Petróleo se contextualiza num momento político de viés estatizante para a indústria, tendo sido a ele incumbida a missão de apreciar os pleitos de pesquisa e lavra de petróleo, bem como instituída a restrição da exploração e refino apenas a brasileiros. Desde a Constituição de 1934, já tendo o Brasil como presidente Getúlio Vargas, foi dissociada a propriedade do solo da propriedade do subsolo, que passou para o domínio da União. Era a dicção do seu 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”.

O Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934 (Código de Minas), já havia instituído, no seu art. 4º, que “a jazida é bem imóvel e tida como coisa distinta e não integrante do solo em que está encravada. Assim a propriedade da superfície abrangerá a do sub-solo na forma do direito comum, exceptuadas, porém, as substâncias minerais ou fosseis úteis à indústria”, instituindo o regime dominial<sup>57</sup> de propriedade do subsolo, consagrado na Constituição de 1934, como dito. O art. 5º dispunha que “as jazidas conhecidas pertencem aos proprietários do solo, onde se encontrem ou a quem for por legítimo título”. Já o seu § 2º dispunha que “só serão consideradas conhecidas, para os efeitos deste Código as jazidas que forem manifestadas ao poder público na forma e prazo prescritos no art. 10”. Era uma espécie da fase de transição para

---

<sup>54</sup> Decreto nº 23.979, de 08/03/34.

<sup>55</sup> Decreto-lei de nº 395 em 29 de abril de 1938.

<sup>56</sup> Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.

<sup>57</sup> **Sistema da acessão ou fundiário** – o proprietário da superfície é também o proprietário do subsolo. **Sistema dominial ou regaliano** – recursos naturais do subsolo constituem uma res communis, ou seja, um conjunto de bens pertencentes à Nação ou ao Estado.

o regime dominial, preservando as jazidas já apropriadas sob a égide da legislação anterior, desde que fossem “manifestadas”<sup>58</sup> ao poder público.

Ocorre que, já nos considerandos do Decreto-lei de nº 395/38, que viria criar o CNP – Conselho Nacional do Petróleo, restou consignado que “nenhuma jazida de hidrocarbureto, líquido ou gasoso, de valor industrial, foi manifestada e mandada registrar na vigência dos mesmos prazos, resultando em consequência que todas essas jazidas, porventura existentes no território nacional, foram incorporadas ao patrimônio da Nação”. Dada a inexistência de manifestação de nenhuma jazida de petróleo pelo seu proprietário durante o período de 1934 a 1938<sup>59</sup>, estava consolidado o regime dominial, passando toda a propriedade do subsolo para a União. O mesmo diploma ainda declarou de utilidade pública o “abastecimento nacional de

---

<sup>58</sup> “Art. 10. Os proprietários das jazidas conhecidas e os interessados na pesquisa e lavra dellas por qualquer titulo valido em direito serão obrigados a manifestal-as dentro do prazo de um (1) anno contado da data da publicação deste Codigo e na seguinte forma:

I - terão que produzir, cada qual por si, uma justificação no juizo do fôro da situação da jazida, com assistencia do órgão do ministerio publico, consistindo dita justificação, para uns e outros, na prova da existencia, natureza e condições da jazida por testemunhas dignas dé fé, e da existência, natureza e extensão dos seus direitos sôbre a jazida por documentos com efficacia probatoria, devendo entregar-se á parte os autos independentemente de traslado;

II - terão que apresentar ao Governo Federal a justificação judicial de que trata o nº I e mais os dados sôbre existencia, natureza e condições da jazida de que occupam os numeros seguintes.

III - em se tratando de mina:

a) estado, comarca, municipio, districto e denominação das terras em que está situada a mina;

b) breve historico da mina, desde o inicio da exploração, ou, pelo menos, nos ultimos annos;

c) breve descrição das instalações e obras de arte, subterraneas e superficiaes, destinadas á extracção e ao tratamento do minerio;

d) quantidade e valôr dos mineraes ou dos metaes extrahidos s vendidos annualmente, desde o inicio da exploração, ou pelo menos, nos ultimos annos;

e) nome da empresa que a explora e a que titulo;

f) nome ou nomes dos proprietários do solo;

IV - em se tratando de jazida:

a) estado; comarca, municipio, districto e denominação das terras em que está situada a jazida;

b) natureza da jazida, descrita em condições de poder ser esta classificada de accôrdo com o art. 2º;

c) provas da existencia da jazida, a saber: um caixote com amostras do minerio (em garrafas, si se tratar de substancias liquidas ou gazosas), planta da jazida (embora tosca, mas de preferencia em escala metrica), e, sendo possivel, relatorios, pareceres, photographias e mais esclarecimentos sôbre a existencia da jazida;

d) modo de occorrenca da jazida, isto é, descrição (quanto mais minuciosa, melhor) da jazida e seus arredores, e a área, embora approximada, em metros quadrados, occupada pela jazida ou seus affloramentos, onde quer que o minerio seja notado á simples vista ou por escavações superficiaes;

e) situação topographica da jazida, isto é, distancia e obstaculos de comunicação a vencer entre a jazida e o caminho mais proximo, natureza desse caminho e sua distancia até encontrar o ponto mais accessivel servido por estrada de ferro ou de rodagem ou por porto de embarque em rio ou mar, e sendo possivel, uma planta (embora tosca, de preferencia em escala metrica) que represente o que acaba de ser dito;

f) nome ou nomes dos proprietarios do solo e dos interessados na jazida a outro titulo que não o de propriedade, e a que titulo o são” (Código de Mineração de 1934).

<sup>59</sup> Não foram manifestadas pois não existiam, já que a descoberta de Lobato datou de 1939.

petróleo<sup>60</sup>, nacionalizou a indústria de refino e condicionou à autorização da União as atividades desse setor, inclusive importação e exportação de petróleo<sup>61</sup>.

Com o CNP – Conselho Nacional de Petróleo o Estado ainda não tinha função de operador, o que só viria a ocorrer mais tarde; mas gradativamente foi intensificando o controle da atividade, reforçando o domínio nacional nas decisões estratégicas e diminuindo a ingerência das empresas multinacionais.

Mantendo essa orientação em 1940 veio o atual Código de Minas, o Decreto-lei n ° 1985, de 29 de janeiro de 1940, e em seguida o Decreto-Lei n ° 3.236, de 07 de maio de 1941, instituindo o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, de rochas betuminosas e pirobetuminosas.

Claramente o petróleo ganhou contornos estratégicos não apenas como atividade econômica altamente lucrativa, mas como instrumento político de garantia da soberania e do desenvolvimento. O petróleo passa a ser uma moeda importantíssima na geopolítica mundial, refletindo-se no Brasil pelo imenso controle estatal do setor, reforçado pela sua simbólica declaração de utilidade pública no Governo do Presidente Getúlio Vargas. O mote de exploração desse setor da economia não seria mais a exploração privada com o objetivo de lucro; o Estado passa a ocupar gradativamente uma posição de protagonista.

A Constituição de 1937, além de manter o regime dominial de propriedade do subsolo, ainda havia nacionalizado todo o setor de mineração, ao estabelecer, no seu art. 143 que “as minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água constituem propriedade distinta da propriedade do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial. O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, das águas e da energia hidráulica,

---

<sup>60</sup> “Parágrafo único. Entende-se por abastecimento nacional de petróleo a produção, a importação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto e seus derivados, e bem assim a refinação de petróleo importado ou de produção nacional, qualquer que seja neste caso a sua fonte de extração” (art. 1º do Decreto-lei de n° 395/38)

<sup>61</sup> “Art. 2º. Compete exclusivamente ao Governo Federal:

I – autorizar, regular e controlar a importação, a exportação, o transporte, inclusive a construção de oleodutos, a distribuição e o comércio de petróleo e seus derivados, no território nacional;  
 II – autorizar a instalação de quaisquer refinarias ou depósitos, decidindo de sua localização, assim como da capacidade de produção das refinarias, natureza e qualidade dos produtos refinados;  
 III – estabelecer, sempre que julgar conveniente, na defesa dos interesses da economia nacional e cercado a indústria de refinação de petróleo de garantias capazes de assegurar-lhe êxito, os limites, máximo e mínimo, dos preços de venda dos produtos refinados – importados em estado final ou elagado no país – tendo em vista, tanto quanto possível, a sua uniformidade em todo o território da República”.

ainda que de propriedade privada, depende de autorização federal”. O § 1º do mesmo dispositivo dispunha que “a autorização só poderá ser concedida a brasileiros, ou empresas constituídas por acionistas brasileiros, reservada ao proprietário preferência na exploração, ou participação nos lucros”.

Entretanto, com o fim da era Vargas e a promulgação da Constituição de 1946, a produção de petróleo deixou de ser nacionalizada, permitindo-se sua exploração por empresas estrangeiras, desde que organizadas sob a lei brasileira. Dispunha o art. 153 que “o aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica depende de autorização ou concessão federal na forma da lei”. Já o § 1º determinava que “as autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a sociedades organizadas no País, assegurada ao proprietário do solo preferência para a exploração. Os direitos de preferência do proprietário do solo, quanto às minas e jazidas, serão regulados de acordo com a natureza delas”.

A Constituição de 1946 manteve a mesma linha da Constituição anterior no tocante ao regime dominial e à exploração mediante o regime de concessões<sup>62</sup>. Entretanto, ao retirar a disposição a respeito de empresas constituídas por acionistas brasileiros abriu a possibilidade do ingresso de concessionárias estrangeiras constituídas sob a lei brasileira, alimentando ainda mais os debates em torno dos que defendiam o ingresso das empresas estrangeiras no setor e os nacionalistas.

O acirramento dos debates em torno da causa e as campanhas nacionalistas da época geraram a expectativa de nacionalização e estatização do setor, não apenas com relação ao petróleo, mas todo setor de mineração, já fortemente regulado pelo Poder Público, momento que pode ser simbolizado com a célebre frase “o petróleo é nosso!”, que deu nome à campanha iniciada em 1946. O forte nacionalismo do período também estava relacionado com a segunda guerra mundial e se manifestava também em outros países, especialmente com a pressão para um tratamento jurídico mais protecionista para os recursos minerais. É importante ressaltar que a

---

<sup>62</sup> “Art 152 - 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 153 - O aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica depende de autorização ou concessão federal na forma da lei.

§ 1º - As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a sociedades organizadas no País, assegurada ao proprietário do solo preferência para a exploração. Os direitos de preferência do proprietário do solo, quanto às minas e jazidas, serão regulados de acordo com a natureza delas”.

instituição do regime dominial veio associada com a adoção no Brasil do regime de concessão para exploração das jazidas, tema que será bastante debatido mais adiante.

Em 1953 é criada a Petrobras e instituído o monopólio da exploração do petróleo e gás, por meio da lei 2004/53, momento que marca o início do desenvolvimento da indústria nacional. Logo no art. 1.º da Lei 2004/53, fica instituído o monopólio da União sobre a pesquisa, a lavra, o refino e o transporte da indústria de petróleo, ficando definido que o CNP – Conselho Nacional do Petróleo seria responsável pela orientação e fiscalização, ao passo que a Petrobrás, como executora da política, tinha como objetivo a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte do petróleo proveniente de poço ou de xisto – de seus derivados bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins, conforme definido no art. 6.º.

A instituição do monopólio veio no contexto das políticas de substituições das importações, como meio para viabilizar o processo de industrialização tardia do Brasil, tendo como referência ícones como Celso Furtado e a CEPAL – Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe<sup>63</sup>.

Em 1957 o presidente Juscelino Kubitschek, que investiu bastante na empresa com sua política desenvolvimentista, editou o Decreto nº 40.845 dispondo sobre as relações entre a Petrobrás e o CNP – Conselho Nacional de Petróleo.

Em 1961 a Petrobrás iniciou a procura de petróleo na plataforma continental e deu grande passo para a verticalização de sua operação, com a abertura do primeiro posto de abastecimento e em 1968 é criado o CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento, com o objetivo de garantir o avanço tecnológico da companhia.

A Constituição de 1967 mantém o sistema dominial de propriedade do subsolo, atribuindo à União o domínio sobre os recursos minerais do subsolo e traz determinação no sentido de nacionalizar a exploração do setor, condicionando seu exercício a prévia autorização ou concessão da União, o que seria feito apenas a brasileiros ou sociedades organizadas no

---

<sup>63</sup> “Na América Latina, as interpretações das causas do subdesenvolvimento desenvolveram-se em torno da CEPAL – Comissão Econômica para a América Latina – criada no final da década de 1940. Nomes expressivos do pensamento econômico-social brasileiro estiveram ligados à CEPAL: Celso Furtado, Maria da Conceição Tavares, Fernando Henrique Cardoso, Carlos Lessa, A. Barros de Castro, José Serra, entre outros” (BASTOS; SILVA, 2001, p.175).

país<sup>64</sup>, reforçando ainda como monopólio da União a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional<sup>65</sup>.

Em 1976 é perfurado o primeiro poço no mar, o 1-RJS-9-A, na bacia de Campos, Rio de Janeiro, que deu origem ao Campo de Garoupa, situado em lâmina d'água de 100 metros<sup>66</sup>. A produção comercial começou em 1977, através do poço 3-EM-1-RJS, com vazão de 10 mil barris por dia, no Campo de Enchova. A partir daí a produção nacional começa a ser relevante e numa constante crescente. Atualmente a bacia de Campos é responsável por 84% (oitenta e quatro por cento) da produção nacional de petróleo, com 55 campos de produção e quase dois mil e quinhentos poços perfurados e 45 plataformas marítimas<sup>67</sup>.

Em 1984 é feita uma grande descoberta de petróleo em águas profundas no campo de Albacora, também na bacia de Campos, onde também é descoberto o campo de Marlim em 1985. Em 1986 é criado o PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, dada a necessidade do desenvolvimento de tecnologias para prospecção em tais condições, pioneirismo que viria a marcar a história da empresa. Em 2006 é conquistada a autosuficiência na produção de petróleo e gás.

A história da Petrobrás, portanto, é o resultado bem sucedido do empenho governamental na criação e consolidação de uma grande empresa estatal, com estratégias de mercado oligopolistas, e com a finalidade de garantir a independência nacional do petróleo e possibilitar a utilização desse setor como elemento decisivo para estratégias geopolíticas do Brasil. Por outro lado, à medida que a empresa crescia de modo sustentável e promissor, foi possível o

---

<sup>64</sup> “Art 161 - As jazidas, minas e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial.

§ 1º - A exploração e o aproveitamento das jazidas, minas e demais recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica dependem de autorização ou concessão federal, na forma da lei, dada exclusivamente a brasileiros ou a sociedades organizadas no País.

§ 2º - É assegurada ao proprietário do solo a, participação nos resultados, da lavra; quanto às jazidas e minas cuja exploração constituir monopólio da União, a lei regulará a forma da indenização”.

§ 3º - A participação referida no parágrafo anterior será igual ao dízimo do imposto único sobre minerais

<sup>65</sup> “Art 162 - A pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei”.

<sup>66</sup> “A Petrobras explorou os primeiros campos marítimos em 1969, com a perfuração de poços em Guaricema, no Estado de Sergipe, até que, em 1974, foi descoberto o campo de Garoupa, na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. No ano seguinte, foram explorados na Bacia do Potiguar, no Estado do Espírito Santo, os Campos de São Mateus e o de Uruana” (PAIM, 2011, p. 15).

<sup>67</sup> Dados extraídos de <http://www.macaie.rj.gov.br/conteudo.php?idCategoria=35&idSub=35&idConteudo=166>. Acesso em: 26/03/2012.

estabelecimento de parcerias exitosas com o setor privado, o que consolidou a Petrobrás como o principal agente econômico nacional em todas as etapas da cadeia produtiva e um grande ator no cenário internacional<sup>68</sup>.

Em 1997 foi editada a Lei 9.487/99 como novo marco regulatório para o setor de petróleo, com a criação da ANP – Agência Nacional do Petróleo e do CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, trazendo novos parâmetros para a indústria, tudo no contexto da quebra do monopólio estatal promovido pela polêmica Emenda Constitucional n.º 9 de 1995, que alterou a redação do art. 177 da Constituição e possibilitou o incremento de inúmeros investimentos estrangeiros.

Em 2007 a Petrobras anunciou a descoberta de gigantescos poços em alta profundidade, abaixo da camada de sal, tendo por essa razão ficado conhecidos como Pré-sal.

A camada pré-sal é uma faixa com cerca de 800 Km de extensão e se prolonga abaixo do leito do mar do Estado do Espírito Santo até o de Santa Catarina, estando o petróleo encontrado nessa área a mais de 7 mil metros de profundidade e abaixo de uma extensa camada de sal que, segundo os geólogos, conserva a qualidade do petróleo. Nessa faixa já foram descobertos inúmeros campos, como os de Tupi, Guará, Bem-te-vi, Carioca, Júpter e Iara. Estima-se que o campo de Tupi, um dos principais, tenha reservas gigantes, estimadas pela Petrobrás entre 5 (cinco) e 8 (oito) bilhões de barris de petróleo.

Em 2010 o Brasil já foi o nono maior produtor mundial de Petróleo, de acordo com a *US Energy Information Administration*<sup>69</sup>; foi também o nono maior consumidor mundial de petróleo e o terceiro maior do ocidente, atrás apenas dos Estados Unidos e Canadá. As perspectivas de crescimento do consumo e principalmente da produção são bastante otimistas, especialmente quando as gigantescas reservas do pré-sal iniciarem sua produção em larga escala<sup>70</sup>. Segundo a

---

<sup>68</sup> Paula Forgioni, analisando a legislação da União Europeia, verifica o uso de isenções antitruste com a finalidade de viabilizar projetos empresariais de interesse do governo: “Muitas vezes, as leis antitruste determinam a licitude de práticas restritivas da concorrência e, ao mesmo tempo, preveem a possibilidade de sua *legitimação* mediante a concessão de *isenções*; admitem, pois, que a prática seja realizada pelos agentes econômicos, sem que lhes seja imposta qualquer sanção. Como já dito, o sistema antitruste europeu adota a metodologia das isenções como principal técnica jurídica para flexibilizar a aplicação de suas normas” (FORGIONI, 2005, p. 215)

<sup>69</sup> [www.eia.gov](http://www.eia.gov).

<sup>70</sup> Exemplo desse incremento no âmbito financeiro é a evolução da arrecadação de *royalties* no Brasil que, de 1998 até 2007, cresceu mais de 26 vezes, saindo de R\$ 284.000.000,00 (duzentos e oitenta e quatro milhões de reais) para R\$ 7.491.000.000,00 (sete bilhões quatrocentos e noventa e um milhões de reais).

agencia americana, “aumentar a produção de petróleo doméstica tem sido um objetivo de longo prazo do governo brasileiro, e as recentes descobertas em alto mar, os depósitos do pré-sal, podem transformar o Brasil em um dos maiores produtores de petróleo do mundo”.<sup>71</sup>

Só no ano de 2007, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis distribuiu, de acordo com seu relatório “Consolidação das Participações Governamentais – 2007”, aproximadamente aos seus destinatários a título de:

- 1) Bônus de assinatura (art. 46 da Lei 9.478/97) – R\$ 2.101.000.000,00 (dois bilhões e cento e um milhões de reais);
- 2) *Royalties* (art. 47 da Lei 9.478/99) – R\$ 7.491.000.000,00 (sete bilhões e quatrocentos e noventa e um milhões de reais);
- 3) Participação especial (art. 50 da Lei 9.478/97) – 7.178.000.000,00 (sete bilhões e cento e setenta e oito milhões de reais);
- 4) Pagamento pela retenção e ocupação de área (art. 51 da Lei 9.478/97) – R\$ 142.000.000,00 (cento e quarenta e dois milhões de reais);

As participações governamentais importaram, portanto, no ano de 2007, uma movimentação financeira de aproximadamente R\$ 16.912.000.000,00 (dezesseis bilhões, novecentos e doze milhões de reais), impacto financeiro de bastante relevância no contexto nacional, especialmente considerando o PIB brasileiro do ano de 2007 ter sido de aproximadamente U\$ 1.835.642.000.000,00 (um trilhão, oitocentos e trinta e cinco bilhões, seiscentos e quarenta e dois milhões de dólares), o que, num câmbio de 1,75, remonta a um total de R\$ 3.212.373.500.000,00 (três trilhões, duzentos e doze bilhões, trezentos e setenta e três milhões e quinhentos mil reais), segundo os dados do Fundo Monetário Internacional (FMI, 2008).

---

<sup>71</sup> Livre tradução do texto original: “Increasing domestic oil production has been a long-term goal of the Brazilian government, and recent discoveries of large offshore, pre-salt oil deposits could transform Brazil into one of the largest oil producers in the world”. Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR&trk=p2>. Acesso em: 21/03/2012.

O tratamento jurídico dado à produção de petróleo no Brasil mudou bastante no decorrer do tempo, tendo oscilado entre uma maior abertura à exploração privada e uma estatização mais intensa.

De uma forma ou de outra, o fato é que o petróleo e seus derivados há muito deixaram de ser um mero insumo industrial ou mesmo um mercado a ser explorado economicamente como outro qualquer; isso tanto pelas suas características econômicas como pela importância geopolítica que galgou.

Nos últimos quinze anos a indústria do petróleo no Brasil sofreu drásticas alterações, o que se refletiu diretamente na sua produtividade. É possível elencar três marcos históricos nessa história recente: a) a quebra do monopólio da exploração do petróleo e do gás, perpetrada pela Emenda Constitucional n.º 09/95; b) a descoberta dos gigantescos campos de petróleo na camada pré-sal e c) a edição da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, dispondo sobre o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas.

Essa sequência de eventos de significativa importância para o Brasil não foi aleatória, mas uma sequência encadeada e relacionada por uma lógica de causa e consequência, não sendo possível analisar qualquer desses eventos isoladamente.

## CAPÍTULO 4 – O PANORAMA JURÍDICO ATUAL

Como visto, a Constituição de 1967 restringiu a exploração e o aproveitamento dos recursos minerais apenas a brasileiros ou sociedades organizadas no país, bem como declarou como monopólio da União a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional. Entretanto, não se olvide que a Lei 2.004/53 já definia como monopólio da União a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo, bem como o refino e o transporte.

A Constituição de 1988 manteve o monopólio da indústria do petróleo pela redação original do art. 177 da Constituição, aí se incluindo a pesquisa, lavra, importação, exportação, refino e transporte.

Entretanto, para se adentrar no tema específico do regime jurídico em vigor atualmente para o setor de petróleo se mostra necessário inicialmente tecer algumas considerações acerca do tratamento jurídico dado pela Constituição de 1988 para a intervenção do estado na economia.

### 4.1 ATIVIDADE ECONÔMICA E SERVIÇO PÚBLICO. QUAL A NATUREZA JURÍDICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO?

Constituição econômica é o conjunto de princípios fundamentais que dá unidade à atividade econômica geral, que delinea a forma pela qual as atividades geradoras de riqueza, aí se incluindo a produção, distribuição e comercialização de bens ou serviços, serão exercidas pela sociedade, assim como a quem incumbe sua execução<sup>72</sup>.

Pensar sobre tal tema nos remete a refletir sobre a liberdade humana e sobre o papel do Estado em restringir essa liberdade, que se sabe variou bastante no decorrer do tempo, especialmente na modernidade, cada vez de modo mais rápido.

---

<sup>72</sup> “A Constituição Econômica se corporifica precisamente no modo pelo qual o direito pretende relacionar-se com a economia, a forma pela qual o jurídico entra em interação com o econômico. Como já salientado no primeiro capítulo, *constituição política* e *constituição econômica* se interimplicam e se integram” (FONSECA, 2004, p. 890).

Sob a perspectiva liberal, a atividade econômica é concebida como uma esfera individual impenetrável pelo poder público e tendente a, por força própria e atomizada, gerar equilíbrio com maximização dos bens. Nesse sentido, restaria ao Estado garantir as liberdades individuais e as possibilidades de crescimento pessoal, normatizando a coexistência dessas liberdades por meio da garantia da propriedade privada e do cumprimento dos contratos. O objetivo era “o pleno desfrute da igualdade e das liberdades individuais frente ao estado” (BASTOS, 2000, p. 110)

Em sentido contrário, o Estado Social e Direito, se contrapondo ao estado Liberal, propugnava o fim da diferenciação entre direito público e direito privado e a funcionalização da autonomia privada às vontades dos poderes públicos, concebendo a norma jurídica como instrumento conformador da vida econômica e social. Da crise do Estado social brotaram as concepções intervencionistas, como forma de sucedâneo das medidas abstencionistas. Para André Ramos Tavares:

[...] se o agente privado não era apto o suficiente para salvar-se das crises econômicas que pululavam, em especial do começo do século XX, outro se afigurava necessário para alcanças tal finalidade, a saber, o Estado (TAVARES, 2011, p. 50)

Da contraposição dessas duas perspectivas floresceu o debate da constituinte de 1988 que resultou na atual constituição econômica do Brasil, sucessivamente alterada por seguidas emendas. De fato, em muitos momentos, o texto nacional oscilou entre essas perspectivas, o que é plenamente compreensível, posto não se tratar de um documento técnico-científico, mas de uma carta política composta pela conjugação de diversas e muitas vezes contrapostas concepções.

Paulo Bonavides, a respeito da Constituição de 1988, a classificou como uma Constituição do Estado social, ressaltando suas características anti-individualistas e anti-absolutistas:

A Constituição de 1988 é basicamente em muitas de suas dimensões essenciais uma Constituição do Estado social. Portanto, os problemas constitucionais

referentes a relações de poderes e exercício de direitos subjetivos têm que ser examinados e resolvidos à luz dos conceitos derivados daquela modalidade de ordenamento. Uma coisa é a Constituição do Estado liberal, outra a Constituição do Estado social. A primeira é uma Constituição antigoverno e anti-Estado; a segunda uma Constituição de valores refratários ao individualismo no Direito e ao absolutismo no Poder (BONAVIDES, 2002, p. 336).

Se de um lado parece confortável concordar com Paulo Bonavides de que a Constituição de 1988 é típica de um Estado Social pelo fato de relativizar o individualismo e estabelecer instrumentos institucionais de combate ao abuso do poder estatal, de outro lado parece bastante refratária a afirmação, pois, de um lado, não é possível restringir o conceito de Estado Social a estas duas características, diga-se, por demais abstratas para serem utilizadas como elemento distintivo do que quer que seja, e, por outro lado, o que parece realmente decisivo é a intensidade em que se concebe essas características.

De fato, a presença de elementos do Estado Social é indiscutível na nossa Constituição. Por outro lado, elementos liberais são também verificados em não raras oportunidades, de modo que se mostra pouco preciso ou mesmo útil rotular o texto como tendo adotado essa ou aquela diretriz política. Até porque, como já ponderado, a Carta Constitucional não é um texto acadêmico de ciência política, mas o produto de um caldeirão de interesses e perspectivas em confronto, não sendo razoável esperar como produto desse fenômeno um documento coeso e uniforme quanto ao direcionamento político.

Ademais, as sucessivas reformas constitucionais, especialmente no tocante à Constituição Econômica, lhe imprimiram uma nova feição, com alterações em inúmeros pilares do modelo originário, como o fim do protecionismo às empresas nacionais<sup>73</sup>, a desestatização e a exigência de equilíbrio orçamentário. Tais reformas redundam da crise do Estado intervencionista, que viveu seu auge na década de oitenta<sup>74</sup>.

---

<sup>73</sup> Com a revogação do art. 171 da Constituição pela EC n.º 06/95.

<sup>74</sup> Par André Ramos Tavares: “O modelo proposto revelou, de maneira inequívoca, a ineficácia da atuação estatal. Constatou-se a incapacidade do Estado em atuar no cenário de concorrência, especialmente em um contexto globalizado. As dificuldades de gerenciamento da máquina estatal levaram à ineficiência do modelo intervencionista-estatal. A reprodução do modelo do *Welfare State* foi em grande parte responsável pela crise financeira que, desde a década de 1980, vem abalando as estruturas de inúmeros Estados, vale dizer, daqueles que assumiram atividades acima de sua capacidade, gerando a explosão do déficit público, por conta dessa prestação de serviços e atuação econômica maciça” (TAVARES, 2011, p. 59).

Entre os fundamentos da República eleitos logo no art. 1º da Constituição de 1988 está, ao lado da soberania, da cidadania, da dignidade da pessoa humana, do pluralismo político e dos valores sociais do trabalho: a livre iniciativa.

Percebe-se que a inclusão da livre iniciativa como um dos pilares da república deixa bastante clara a escolha constitucional do capitalismo como modelo de produção econômica, de modo que, como regra, o Estado se desincumbiu da atividade econômica atribuindo seu exercício à iniciativa privada. Deixou, portanto, claramente de lado a opção da economia planificada e optou pela economia de mercado.

Portanto, chega-se à primeira conclusão de que a atividade econômica, concebida como as atividades geradoras de riqueza, aí se incluindo a produção, distribuição e comercialização de bens ou serviços, é uma atividade que por princípio não é própria do Estado, porquanto ínsita à iniciativa privada como em qualquer regime capitalista.

A Constituição de 1988 optou por conferir a alguns ramos da economia um regime jurídico diferenciado para exploração, retirando-os da regra geral da economia de mercado e atribuindo-lhes a característica de serem explorados exclusivamente pelo Estado. Batizou esses setores de serviços públicos.

Surge então a necessidade de reequacionar o conceito de atividade econômica, pois a definição colocada linhas atrás engloba também o serviço público, de modo que é preciso nominar as atividades econômicas amplamente concebidas com a exclusão dos serviços públicos. Em outras palavras, resta designar as atividades econômicas que são exploradas em economia de mercado.

Eros Roberto Grau, na obra *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*, oferece excelente nomenclatura para a classificação ora em tela, da qual se faz uso daqui por diante:

Daí a verificação de que o gênero – *atividade econômica* – compreende duas espécies: o *serviço público* e a *atividade econômica*.

Estamos em condições, assim, de superar a ambiguidade que assume, no seio da linguagem jurídica e no bojo do texto constitucional, esta última expressão. Para que, no entanto, se a supere, impõe-se qualificarmos a expressão, de modo que desde logo possamos identificar de uma banda as hipóteses nas quais ela conota *gênero*, de outra as

hipóteses nas quais ela conota *espécie* do gênero. A seguinte convenção, então, proponho: *atividade econômica em sentido amplo* conota gênero; *atividade econômica em sentido estrito*, a espécie (GRAU, 2004, p. 94-95).

A solução apresentada pelo autor consiste em conceber amplamente o conceito de atividade econômica, sob o rótulo de atividade econômica em sentido amplo, dentro do qual estariam inseridos o conceito de atividade econômica em sentido estrito, esta própria da iniciativa privada sob regime de mercado, e os serviços públicos, cuja titularidade foi reivindicada constitucionalmente pelo Estado.

Do ponto de vista ontológico não existe absolutamente nenhuma diferença entre os serviços públicos e a atividade econômica em sentido estrito. A única coisa que os diferencia é o tratamento jurídico dogmático diverso. Muitos autores procuram incansavelmente um critério que venha a diferenciar um de outro, como a essencialidade ou mesmo a estrutura de mercado. Entretanto outra alternativa não ocorre senão reconhecer que o critério político é o único parâmetro para alocar algum ramo da economia em um ou outro lugar.

Foi desse modo que a Constituição de 1988, ao tempo em que adotou a diferenciação entre a atividade econômica em sentido estrito e o serviço público, e tendo em conta que a economia de mercado é a regra dado o princípio da livre iniciativa, expressamente elencou quais seriam os ramos da economia que seriam considerados como serviço público, funcionando como enumeração exaustiva, posto que se dirige a uma denominação excepcional.

Em outras palavras: é serviço público aquilo que a Constituição ou a lei diz que é, dogmaticamente, em razão de critérios políticos. A Constituição de 1988 estabelece os seguintes ramos da economia como sendo serviço público:

<b>Serviços públicos federais</b>
Serviços de telecomunicações (art. 21, XI, CF)
Radiodifusão sonora e de sons e imagens (art. 21, XII, <i>a</i> , CF)

Instalações de energia elétrica e aproveitamento energético dos cursos de água (art. 21, XII, <i>b</i> , CF)
Navegação aérea, aeroespacial e infra-estrutura aeroportuária (art. 21, XII, <i>c</i> , CF)
Transporte ferroviário e aquaviário (art. 21, XII, <i>d</i> , CF)
Transporte rodoviário interestadual e internacional de passageiros (art. 21, XII, <i>e</i> , CF)
Portos (art. 21, XII, <i>f</i> )
Serviços oficiais de estatística, geografia, geologia e cartografia (art. 21, XV, CF)
Serviços postais e correio aéreo nacional (art. 21, X, CF)

<b>Serviços públicos estaduais</b>
------------------------------------

Serviços locais de gás canalizado – Estados (art. 25, § 2.º, CF)
------------------------------------------------------------------

<b>Serviços públicos municipais</b>
-------------------------------------

Transporte coletivo - Municípios (art. 30, V, CF)
---------------------------------------------------

Serviços públicos de interesse local (art. 30, V, CF)
-------------------------------------------------------

Esses são os ramos da economia que a Constituição estabeleceu como sendo de titularidade exclusiva do Estado, sem prejuízo de lei ou mesmo as Constituições Estaduais estabelecerem no seu âmbito de atuação outros setores como sendo serviço público, como abre espaço a expressão do art. 30, V, CF: “serviços públicos de interesse local”.

Ricardo Marcondes Martins defende posição no sentido de que, tendo a Constituição da república definido em âmbito federal quais seriam os ramos da economia que seriam serviços públicos, não seria possível, por uma questão de hierarquia normativa, a instituição de novos serviços públicos pela via da legislação ordinária, mas apenas por emenda à Constituição<sup>7576</sup>. Assim, os serviços públicos federais seriam apenas os enumerados na Constituição da República.

Por simetria, no âmbito municipal, apenas as leis orgânicas dos municípios (o que, do ponto de vista formal, equivale à “Constituição do município”) poderiam definir quais ramos da economia seriam classificados como serviços públicos municipais, além do transporte coletivo já classificado como tanto pela própria Constituição da República (art. 30, V). O parâmetro dessa escolha também foi eleito pela Constituição da República, no mesmo art. 30, V, qual seja, o interesse local, de modo que serviços que demandem a aplicação de uma política além dos limites da edilidade não podem ser classificados como serviços públicos municipais<sup>77</sup>.

O mesmo raciocínio pode ser transposto para os Estados, cabendo às respectivas constituições estaduais a estipulação dos setores classificados como serviço público estadual, além do serviço local de gás canalizado, já classificado como tanto pela própria Constituição da República (art. 25, § 2.º, CF). Em que pese a Constituição da República não tenha eleito um parâmetro para os serviços estaduais, tal qual fez para os municipais no art. 30, V, por

---

<sup>75</sup> “é vedado ao legislador infraconstitucional qualificar uma atividade como *serviço público federal*. Ao discriminar todos os serviços públicos federais, o constituinte, *a contrario sensu*, estabeleceu que as atividades não discriminadas ou são atividades econômicas ou são serviços públicos estaduais ou municipais. Com efeito: só uma *emenda constitucional* pode instituir *novo serviço público federal*” (MARTINS, 2011, p. 213).

<sup>76</sup> Em sentido contrário: “Esse ato de publicização deverá constar de uma lei. A instituição de um serviço público por meio de ato administrativo é ilegal” (JUSTEN FILHO, 2009, p. 602)

<sup>77</sup> “Em relação aos municípios, o constituinte, no inciso V do art. 30, valeu-se de um critério para indicar quais são os serviços públicos: o *interesse local*. Não os enumerou; limitou-se a indicar expressamente apenas um serviço municipal: o *transporte coletivo*. O texto é claro: poderá haver outros serviços públicos municipais” (MARTINS, 2011, p. 213).

decorrência se depreende que obedeça a mesma lógica: serviços de interesse que extrapolam os limites municipais mais não os limites estaduais<sup>78</sup>.

Como a titularidade desses setores é exclusiva do Estado, caso algum agente econômico pretenda explorá-los, a única possibilidade é pela via da licitação, mediante a celebração de contrato de concessão ou permissão.

Entretanto, existem os chamados serviços públicos não exclusivos, cujo tratamento jurídico é diferenciado na medida em que, mesmo a titularidade sendo do Poder Público, ela não é em regime de exclusividade, como nos demais casos. Desse modo, existe uma duplicidade de tratamento jurídico aplicado nesses casos a depender do sujeito explorador. Caso a atividade venha sendo explorada pelo setor público, trata-se de serviço público e está submetida ao regime jurídico administrativo. Caso venha sendo explorado pela iniciativa privada, em que pese seja a mesma atividade, considera-se atividade econômica em sentido estrito em regime de mercado. São três esses setores:

<b>Serviços públicos não exclusivos</b>
Educação (art. 205, CF);
Saúde (art. 197, CF).
Previdência (arts. 201 e 202)

Assim, um hospital privado explora atividade econômica em regime de mercado, ao passo que um hospital público presta serviço público estando sujeito ao chamado regime jurídico

<sup>78</sup> A Constituição também não enumerou os serviços estaduais. Imputou expressamente apenas um serviço à competência dos Estados: a exploração da gás canalizado (CF, art. 25, § 2.º). Também não fixou um critério para a caracterização dos serviços estaduais. Os critérios estão implícitos, e dois já foram apontados: quando, pela natureza do serviço, a prestação ultrapassar os limites territoriais do Município ou tiver que ser prestada de forma uniforme em determinada região o serviço será *estadual*” (MARTINS, 2011, p. 214).

administrativo. O mesmo se diga com relação às instituições de ensino e os serviços de previdência.

Atualmente, fica quase impossível afirmar a existência de um regime jurídico geral para os serviços públicos, quando se sabe que sua segmentação, além de econômica, é também jurídica, dada a existência de legislações específicas para cada setor, assim como entidades públicas especializadas para gerir a prestação desses serviços. Hoje é mais adequado afirmar que existe o regime jurídico para o setor de energia elétrica, outro para o de telecomunicações, outro para o de saúde, etc.

Do mesmo modo, a exploração da atividade econômica em sentido estrito também se sujeita a inúmeros estatutos jurídicos, ora semelhantes, ora especializados, sendo correto afirmar que o grau de intervenção estatal nesses setores não é uniforme, ora variando para uma maior liberalização, ora variando para uma maior intervenção. Como exemplo, observa-se os setores abaixo que foram já na Constituição objeto de intensa intervenção estatal:

<b>Atividades econômicas constitucionalmente limitadas pelo Estado:</b>
Produção e comércio de material bélico (art. 21, VI, CF)
Operações de natureza financeira e seguros (art. 21, VIII, CF)
Saúde (art. 197 c/c 199 CF)
Educação (art. 205 c/c 209, CF)
Previdência privada complementar (art. 202, CF).

Veja-se que na listagem acima incluem-se os setores de educação, saúde e previdência, uma vez que quando explorados pela iniciativa privada constituem-se atividades econômicas. Outros setores podem sofrer igualmente forte intervenção ou mesmo possuírem instrumentos peculiares de intervenção, a depender da existência de alguma legislação específica, a exemplo do setor de medicamentos e de cigarros.

A forma mais extrema de intervenção do Estado na atividade econômica em sentido estrito é a instituição do regime de monopólio, seja por lei ou pela Constituição, a exemplo dos monopólios instituídos no art. 177 da Constituição:

<b>Atividades econômicas monopolizadas pelo Estado (art. 177 CF)</b>
Pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos
Refinação do petróleo nacional ou estrangeiro
Importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores
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
Pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas <i>b</i> e <i>c</i> do inciso XXIII do <b>caput</b> do art. 21 desta Constituição Federal. <a href="#">(Redação dada pela Emenda Constitucional nº 49, de 2006)</a>

Merece realce o fato da atividade econômica ser naturalmente um setor cuja titularidade é da iniciativa privada, a ser explorado em regime de mercado, garantida a ampla concorrência. Não é a toa que um dos princípios da ordem econômica consagrados no art. 170 da Constituição é o da livre concorrência<sup>79</sup>.

É por essa razão que nas atividades econômicas o Poder Público tem por regra a abstenção de exercê-las por conta própria, em substituição à iniciativa privada, cabendo-lhe o papel normativo e regulador dessas atividades, definindo as regras públicas que deverão ser observadas para o desenvolvimento privado do setor.

No campo privado, portanto, o Estado assume perfil subsidiário como agente econômico e protagonista como agente normativo e regulador.

O monopólio de uma atividade econômica pode decorrer de vários fatores. O primeiro deles é como resultado do processo de competição, tendo a empresa monopolista conseguido excluir os demais concorrentes e criado barreiras à entrada fortes o bastante para impedir o ingresso de novos agentes.

Atente-se para a chamada “teoria dos mercados contestáveis”, para a qual a existência de um único agente econômico no mercado não é capaz de caracterizar um monopólio. É preciso que hajam barreiras à entrada que impeçam o ingresso de novos agentes, de modo que só há monopólio quando o agente que explora o mercado pode praticar atos de monopolista, como variar o preço sem alteração na demanda. Imagine que uma empresa atua sozinha num determinado mercado e pratica uma determinada política de preços. Caso ela aumente esses

---

<sup>79</sup> “Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:

I - soberania nacional;

II - propriedade privada;

III - função social da propriedade;

IV - livre concorrência;

V - defesa do consumidor;

VI - defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação; (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 42, de 19.12.2003)

VII - redução das desigualdades regionais e sociais;

VIII - busca do pleno emprego;

IX - tratamento favorecido para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 6, de 1995)

Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei”.

preços sem que haja barreiras à entrada, é provável o surgimento de concorrentes que venham a oferecer o mesmo produto pelo preço antigo, o que lhes garantiria ampla penetração do mercado. O resultado é que a suposta monopolista teria de voltar a praticar os preços antigos se não quisesse ser excluída do mercado. A conclusão que se chega é que mesmo sendo ela o único agente econômico a atuar no mercado não se trata de um monopólio, posto que ela não pode alterar unilateralmente os preços sem ver alterada a demanda<sup>80</sup>.

Desse modo, mesmo que um mercado seja explorado por um único agente, mas que a qualquer momento sua posição possa ser contestada concorrencialmente por novos agentes, não resta configurada a posição de monopólio. É preciso a proteção do mercado contra as contestações dos concorrentes, com medidas como assimetria de tecnologia, economias de escala e patentes.

A segunda forma de monopólio são os chamados monopólios naturais, quando a estrutura de mercado torna antieconômica a existência de mais de uma empresa, geralmente pela presença de infraestruturas não compartilháveis como ferrovias, rodovias, esgotamento sanitário ou linhas de transmissão de energia elétrica; ou quando os *sunk costs* são tão altos que só seriam compensados caso o mercado fosse explorado sem concorrência.

A terceira forma de monopólio são os monopólios legais, instituídos juridicamente pelo Poder Público usualmente em seu próprio favor, sendo viável ou não a competição, geralmente por questões de ordem política. O Administrativista francês André de Laubadère observa que por diversas razões o Poder Público excepciona a exploração de uma determinada atividade economia em regime de mercado, para fazer valer um monopólio estatal, citando vários exemplos locais:

É por várias razões que o Estado, pela via de um monopólio de direito, reserva para si determinadas actividades económicas suprimindo em relação a elas a concorrência privada. Um determinado número de grandes monopólios de Estado foram instituídos em França para substituir a percepção de impostos (monopólios fiscais): tabaco,

---

<sup>80</sup> “Não é difícil deduzir as principais consequências aplicativas de uma tal teoria. Evidentemente, o papel das autoridades antitruste deve ser o de combater ao máximo essas barreiras à entrada e limites à saída (que, como visto, são também barreiras à entrada). Nesse ponto, a teoria dos mercados contestáveis faz voltar as atenções para as barreiras à entrada – elemento eminentemente jurídico -, que tinham sido tão descuradas na doutrina econômica desde a ascensão da teoria neoclássica. A teoria dos mercados contestáveis é, portanto, um importante amparo para uma das vigas de sustentação da concepção institucional de concorrência que se verá adiante: a eliminação das barreiras à entrada” (SALOMÃO FILHO, 2003, p. 25).

fósforos, pólvoras e salitres, álcoois. Outros foram-no por razões políticas: moedas, radiodifusão-televisão, nacionalizações. Outros, ainda, por razões administrativas: P.P.T., caminhos de ferro, papéis de imprensa. Alguns destes monopólios são muito antigos (o das moedas data de Filipe o Belo, o das pólvora do século XIV); outros são muito recentes (o dos papéis de imprensa remonta apenas a 1936 e aqueles que estão ligados a certas nacionalizações, nomeadamente a electricidade e a produção carbonífera, remontam a 1946); alguns foram suprimidos (cartas de jogar) (LAUBADÈRE, 1985, p. 246).

Entretanto, pondera ainda o autor francês que o estabelecimento do monopólio diz respeito à titularidade do mercado, o que impacta nas decisões estratégicas do setor como investimentos, preços e demanda. Entretanto, sua instituição não significa necessariamente que o Poder Público será o operador direto da atividade, sendo compatível a adoção dos mais variados tipos de contratos para regulamentar a atividade, inclusive com participação efetiva da iniciativa privada<sup>81</sup>.

Usualmente, a primeira espécie de monopólio é combatida pelas normas de proteção à concorrência, eliminando as barreiras à entrada impedindo que o monopolista abuse do poder de mercado.

A segunda espécie de monopólio geralmente é tolerada, dada a inviabilidade de competição, mas mitigada pela instituição da terceira forma, que é o monopólio legal em favor do poder público, evitando a apropriação integral do preço de reserva pelo monopolista e transferindo-o ao consumidor. Evita, assim, a apropriação privada dos lucros de monopólio, que, no dizer de Joseph E. Stiglitz e Carl E. Walsh, ocorrem quando o monopolista se apropria da diferença entre o preço que seria praticado em concorrência com o praticado pelo monopolista:

[...] um monopolista obtém um lucro extra por ser capaz de reduzir o produto e aumentar o preço comparado com os níveis que teriam prevalecido em concorrência perfeita. Esse retorno é chamado **lucro puro**. Esses pagamentos não exigem maior esforço ou maior produção da parte do monopolista (na verdade derivam do fato de o monopolista *reduzir* a quantidade de produto relativo ao que ela seria em concorrência), e por isso também são chamados de **renda de monopólio** (STIGLITZ; WALSH, 2003, p. 203).

---

<sup>81</sup> “Tradicionalmente, os contratos pelos quais a Administração Pública assente o exercício de atividade econômica monopolizada por particulares são denominados de concessões – não de serviços públicos - mas concessões industriais ou econômicas” (ARAGÃO, 2006, p. 158).

Por essa razão a instituição de um regime de monopólio obviamente só pode ser estabelecido em favor do próprio Poder Público, sob pena de mácula aos princípios da livre iniciativa e da livre concorrência.

O setor de petróleo é justamente um dos setores ao qual foi instituído o regime de monopólio pela Constituição, de modo que juridicamente é correto afirmar ser ele uma atividade econômica, portanto, da iniciativa privada, a ser explorado em regime de mercado e por livre concorrência, mas que, por razões de ordem política, por expressa disposição constitucional, foi elencado como monopólio da União, o que lhe altera bastante o regime de exploração, mais detalhadamente debatido nos tópicos subsequentes.

Da análise das tabelas acima indicadas é possível identificar diversos níveis de intervenção estatal ou regimes jurídicos diferenciados, inexistindo, portanto, um código binário simples, sim ou não, para a compreensão dos serviços públicos.

Não há diferença ontológica entre serviço público e atividade econômica, sendo arbitrária sua definição na constituição ou na legislação com base em critérios eminentemente políticos. Ocorre que, dentro do próprio conceito de serviço público não há uma uniformidade de tratamento jurídico, de modo que cada serviço possui uma legislação específica, um estatuto jurídico próprio. O elemento distintivo que os une é o fato de serem exclusivamente explorados pelo Estado, ainda que indiretamente por meio de concessão, o que se verá em sequência.

Quanto às atividades econômicas em sentido estrito não é correto dizer que pelo fato de estarem amplamente sujeitas ao princípio da livre iniciativa e exploradas em regime de mercado estejam imunes à interferência do Estado. Estão sujeitas como todos ao exercício do Poder de Polícia<sup>82</sup>, atividade consistente em limitar o direito individual em benefício da coletividade.

Assim como nos serviços públicos, não há uma uniformidade no tratamento jurídico das atividades econômicas em sentido estrito. Uma mais, outra menos, todas estão sujeitas à intervenção estatal por meio do Poder de Polícia.

---

<sup>82</sup> “o poder administrativo de polícia é a faculdade de que dispõe a Administração Pública para condicionar e restringir o uso e gozo de bens, atividades e direitos individuais, em benefício da coletividade e do próprio Estado. É o mecanismo de frenagem de que dispõe a Administração para conter os abusos do direito individual. Assim, as atividades como a construção, a indústria de alimentos ou remédios, o uso das águas, a exploração de florestas ou das minas, além das atividades relacionadas à segurança, saúde e moralidade públicas, e tantas outras, estão sujeitas ao poder de polícia, seja geral, seja especial” (OSÓRIO, 2009, p. 95-96).

Do ponto de vista constitucional, os artigos 173, 174 e 175 da Constituição delineiam linhas gerais sobre o posicionamento estatal na economia, instituindo as formas e instrumentos jurídicos por meio dos quais interagirá com a atividade econômica em sentido amplo.

Na atividade econômica em sentido estrito prevalece o princípio da livre iniciativa e sua exploração é como regra atribuída à iniciativa privada num ambiente de economia de mercado, estando sujeita naturalmente ao Poder de Polícia do Estado, que atuará como agente normativo e regulador por meio da fiscalização, incentivo e planejamento, este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. Está o setor, portanto, sujeito a regras de proteção ao consumidor, concorrência, exigências urbanísticas, ambientais, tributárias, incentivos fiscais, etc. Qualquer agente econômico é livre para exercer a atividade respeitadas as condições gerais fixadas pelo Estado.

## Na exploração da atividade econômica em sentido estrito (arts. 173 e 174, CF)

O estado pode intervir na atividade

Como regra é explorada pela iniciativa privada

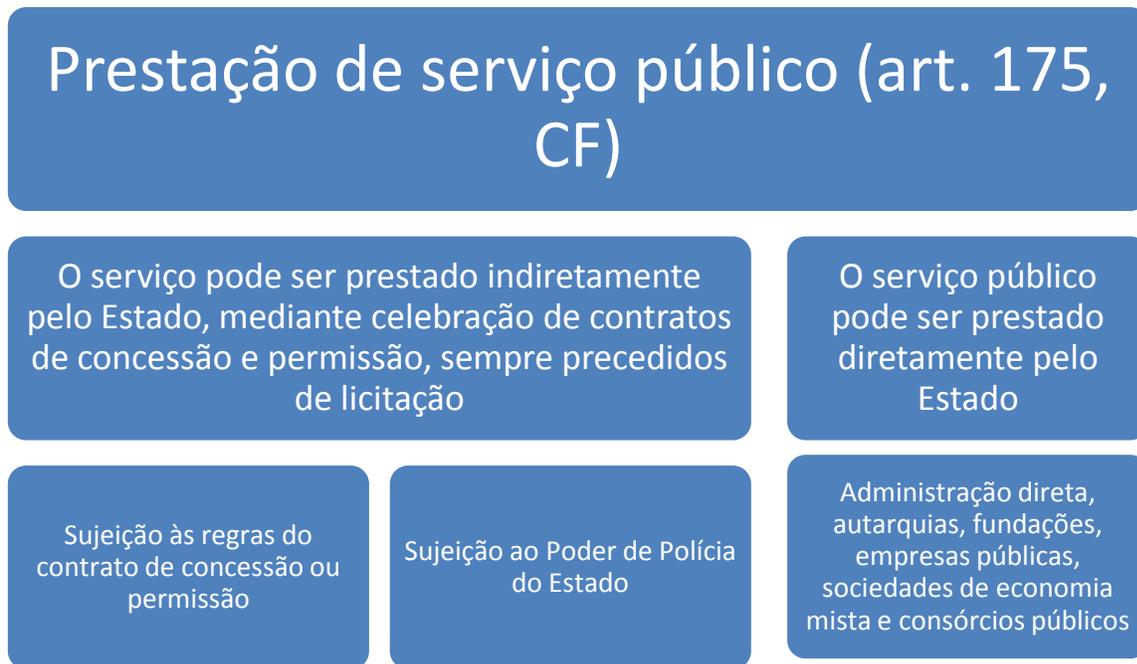
O Estado pode explorar diretamente, em caráter excepcional, nos casos de relevante interesse coletivo e imperativos de segurança nacional

Como regra o Estado atua como agente normativo e regulador, por meio da fiscalização, incentivo e planejamento

Princípio da livre iniciativa em economia de mercado

A disposição do art. 175, por sua vez, elabora quadro normativo para a exploração daqueles ramos da economia que a Constituição ou a lei tenham definido como serviço público, tendo por principal característica o estabelecimento da titularidade estatal exclusiva, abrindo-lhe

a possibilidade de terceirização da execução do serviço mediante licitação com posterior celebração de contratos de concessão ou permissão.



Nesses casos, o fato do setor ter sido retirado do mercado por disposição legal ou constitucional, significa dizer que sua titularidade foi apropriada pelo Estado que dele pode dispor segundo seus critérios políticos. Seu regime de exploração pode ser direto, quando o Poder Público além de assumir a titularidade do setor assume também as atividades de execução ou operacionais, internalizando não apenas o comando como a gestão. Entretanto, o próprio art. 175 abriu a possibilidade de terceirização do serviço, permanecendo a titularidade em nome do Estado, mas possibilitando a execução e gestão do serviços à iniciativa privada.

Nessa segunda hipótese é preciso fazer algumas ponderações, especialmente após a implementação do Programa Nacional de Desestatização do Brasil a partir da Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, ainda no governo Collor, posteriormente sucedida pela Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, editada no governo Fernando Henrique Cardoso.

É que muitos serviços públicos passaram a ser explorados, ainda que por meio dos contratos de concessão e permissão, em regime de concorrência, perdendo um pouco o sentido

de sua titularidade ser exclusiva do Estado. É o caso, por exemplo, dos setores de telecomunicações, radiodifusão de sons e imagens, aviação civil e transportes.

Certamente a dicotomia entre serviço público e atividade econômica vem cada vez mais perdendo o sentido, sendo contrariada pela realidade econômica. O fato é que hoje temos no Brasil setores nominados pela Constituição como sendo serviço público mas que estão submetidos a um regime de mercado mais intenso que muitos setores da atividade econômica<sup>83</sup>. De outro lado, muitos setores da atividade econômica estão monopolizados pelo Estado.

Não se quer dizer que a defasagem do conceito jurídico de serviço público implique em concluir que o Brasil esteja preparado para um processo de desregulação amplo e irrestrito. As características de nossa economia ainda apresentam franca carência de intervenção estatal com a finalidade justamente de criar condições para efetiva concorrência e ampliar o mercado consumidor, enfim, reduzir as desigualdades e incluir uma massa gigantesca de excluídos no mercado de consumo.

O que se pretende observar é que a dicotomia “serviço público” x “atividade econômica” só faz sentido num ambiente dualista de regimes de exploração. No primeiro, o regime é de direito público, impulsionado pelo Estado; no segundo, o regime é o de mercado a cargo da iniciativa privada.

Se essa dicotomia garante, de um lado, amplo espaço para o Poder Público atuar intensamente nos serviços públicos, com exclusão da iniciativa privada e das regras de mercado, por óbvio que se encontra implícito nesse discurso a contrapartida de garantir ao mercado livre exploração dos setores não titularizados pelo Poder Público, o que não faz sentido no panorama atual.

---

<sup>83</sup> “O processo de privatização, conforme veremos adiante, debilitou profundamente alguns dos conceitos clássicos, tais como o de generalidade (o serviço público prestado por concessionários privados em setores de alta complexidade discrimina cada vez mais o usuários, nem sempre pelo uso, mas pela capacidade de pagamento), o de continuidade (admite-se a suspensão de certos serviços públicos prestados em regime privado), e mesmo os próprios imperativos da supremacia do interesse público e do poder de polícia, que passa a ser contratualizado (com efeito, muitas agências reguladoras sustentam, em diversas oportunidades, que seus poderes de polícia e de alteração das condições de prestação do serviço estão limitados pelo contrato). Essa situação pode ser criticada, ou mesmo submetida ao crivo da constitucionalidade, mas trata-se de uma realidade da prestação de serviços públicos, tal como ela é feita hoje” (FARENA, 2005, p. 66).

De fato, o Poder Público pode intervir em diversos níveis de intensidade nos mais diversos mercados, sendo eles serviços públicos ou não, sem qualquer necessidade de uniformidade ou mesmo de identidade entre um e outro. A medida da intervenção deve ser pontual e personalizada ao setor, às suas necessidades e aos planos governamentais.

Entretanto, em que pese se defenda a inutilidade contemporânea do conceito jurídico de serviço público, de fato, ele existe e não pode ser desconsiderado, devendo ser adaptado às necessidades dos mais diversos mercados.

De qualquer forma, em que pese classificado como monopólio, o fato é que a indústria do petróleo é uma atividade econômica<sup>84</sup>, e não um serviço público, e assim será analisado a partir de então.

#### 4.2 O REGIME DE PROPRIEDADE DO SOLO, DO SUBSOLO E A TITULARIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO NA CONSTITUIÇÃO DE 1988

O diploma constitucional, ao disciplinar a organização do Estado (Título III), passou a indicar individualmente tanto as competências quanto os bens de cada um dos integrantes da Federação, destinando os arts. 20 a 24 à União (Capítulo II), arts. 25 a 28 aos Estados (Capítulo III), arts. 29 a 31 aos Municípios (Capítulo IV) e art. 32 ao Distrito Federal e Territórios (Capítulo V).

O referido art. 20 enumera aqueles bens de domínio da União, dentre eles a propriedade dos “recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva” (inciso V), do “mar territorial” (inciso VI) e dos “recursos minerais, inclusive os do subsolo” (inciso IX).

---

<sup>84</sup> A esse respeito se manifestou o STF no julgamento da ADI 32739/PR: “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”.

O parágrafo primeiro do citado art. 20 assegura aos Estados, Distrito Federal, Municípios, e aos órgãos da União a participação no resultado da exploração de: a) petróleo ou gás natural; b) de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; c) outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, assegurando ainda a compensação financeira por essa exploração.

A Constituição estabeleceu a propriedade dos recursos naturais e minerais à União, estejam eles repousando em jazidas de terra ou mesmo no mar territorial, zona econômica exclusiva ou plataforma continental. No conceito de recursos minerais e naturais se incluem o petróleo e o gás natural.

Observa-se que a Constituição adotou uma apropriação por gênero dos recursos naturais, independentemente de título aquisitivo. É uma espécie de aquisição originária, genérica e dogmática dos recursos naturais em favor da União, lhes conferindo a qualidade de bem público por natureza ou por definição. Nesse sentido ressalta Hely Lopes Meirelles, a respeito do sistema da propriedade do solo e subsolo adotado na Constituição de 1988<sup>85</sup>, que a constituição adotou o regime que ele chama de *domínio federal*.

Na tradicional classificação dos bens públicos entre de uso comum do povo, de uso especial e dominial, os recursos naturais se encontram entre os da última, como observa Celso Antônio Bandeira de Mello<sup>86</sup> (MELLO, 2004, p. 814).

Além da apropriação dos recursos minerais, a norma constitucional garantiu aos entes federados parte dos benefícios decorrentes da exploração da indústria do petróleo, por meio de duas parcelas: a) participação no resultado da exploração e b) compensação financeira pela exploração.

---

<sup>85</sup> “O sistema minerário no Brasil evoluiu do sistema regaliano da Coroa e do Império para o regime fundiário da Primeira República e, finalmente, para o regime de domínio federal sobre os minérios, a serem explorados no sistema de autorização e concessão, com direito de preferência do proprietário do solo, na constituição de 1946, substituído, na de 1967, pelo direito de participação no resultado da lavra, regime, este, mantido pela atual Constituição (art. 176, § 2º)”.

<sup>86</sup> “Como dantes se mencionou, pertencem ao domínio público, no subsolo, as cavidades subterrâneas, conforme o art. 20, X, da Constituição, e as jazidas minerais do subsolo, conforme o inciso IX do mesmo artigo. De resto, tais jazidas também são de domínio público quando sitas no próprio solo, como resulta do mencionado artigo e inciso, bem como do art. 176. Tais bens são *dominiais* e, por força dos citados dispositivos, pertencem à *União*”.

Dando maior profundidade a esse delineamento, o art. 176 da CF/88 diferencia a propriedade do solo da propriedade das jazidas, dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica, destinando estes últimos ao domínio da União. Assim, nos termos constitucionais, independentemente do domínio sobre o solo (conceito que compreende o espaço aéreo e o subsolo correspondente), a propriedade das jazidas, dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica é da União<sup>87</sup>.

Nesse contexto, Alexandre Santos Aragão, em trabalho a respeito do contrato de concessão de exploração de petróleo e gás observa que “havendo solo e subsolo com jazida, esta é objeto de direito distinto do objeto de direito denominado solo” (ARAGÃO, 2006). Não se pode olvidar a garantia dada pelo próprio art. 176 CF, em seu parágrafo 2.º, aos proprietários do solo a participação nos resultados da lavra, fato que só confirma a distinção da propriedade do solo e das jazidas.

Da mesma forma, fica bastante nítida a diferenciação entre a propriedade das jazidas, dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica e o direito relativo à sua exploração. O parágrafo 1.º do mesmo artigo 20 atribui de igual forma à União o direito de explorar tais riquezas, garantindo, no entanto, a integração dos demais entes da federação nessa exploração.

Essa conclusão é expressamente corroborada pelo art. 177 da Constituição, por meio do qual se fixaram os monopólios da União, dentre eles: I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem; V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção do radioisótopo cuja produção,

---

<sup>87</sup> “Nos EUA, diferentemente da grande parcela dos países produtores de petróleo, a propriedade da terra é extensiva às riquezas minerais de seu subsolo. O governo federal, portanto, arrecada *royalties* na proporção da extração de hidrocarbonetos em terras de sua propriedade, ou na plataforma continental. Dos cerca de 2,3 bilhões de acres que compõem o território dos EUA (incluindo o Alasca e a plataforma continental), cerca de 1/3 (761 milhões de acres) são propriedade do governo federal, ou estão sujeitos ao seu controle, o que o torna um grande receptor de *royalties*, derivados dos cerca de 70 mil contratos de arrendamento federal” (SERRA, 2008).

comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas *b* e *c* do inciso XXIII do *caput* do art. 21.

Não se confundem, portanto, a propriedade de bens e recursos com sua exploração; esta, a despeito de constituir monopólio da União, é objeto de aproveitamento econômico integrado entre os entes da Federação.

O § 1.º do art. 177 da Constituição, com redação dada pela Emenda Constitucional n.º 9/95, que supostamente quebrou o monopólio do petróleo<sup>88</sup>, trata dos meios de execução da exploração, permitindo seja direta ou terceirizada, esta última mediante contratação de empresas públicas ou privadas, tudo nos termos fixados pela Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo.

Em termos de modelo de exploração, a Lei do Petróleo brasileira adotou desenho semelhante ao norueguês, mais precisamente no tocante à presença estatal tanto na função reguladora – assemelhando-se a ANP ao *Olje – og Energidepartamentet*, quanto na produção – aproximando-se a Petrobrás à StatoilHydro; noutro ponto, há clara similitude também no modelo de concessão, cabendo às concessionárias a exploração direta da atividade, sendo o produto da prospecção propriedade da empresa produtora (HJØRUNGNES, 2009).

Por força do art. 177 da Constituição todas as atividades constantes dos seus incisos I a IV passaram a poder ser objeto de exploração indireta pela União, mediante concessão a uma empresa privada ou mesmo a estatais.

Em resumo, temos o seguinte: 1) a propriedade do solo é distinta da propriedade das jazidas, dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica (art. 176, CF); 2) independentemente do domínio sobre o solo, a propriedade das jazidas, dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica é sempre da União (art. 20, V, VI, VIII e IX da CF); 3) o direito de propriedade sobre a jazida é distinto do direito de exploração econômica, cabendo à União (proprietária), mediante autorização ou concessão, permitir sua pesquisa, lavra e aproveitamento (art. 176, § 1.º, CF); 4) no que toca ao petróleo e ao gás natural, são monopólios

---

<sup>88</sup> Diz-se supostamente porque a exploração das atividades previstas nos incisos I a IV do art. 177 da Constituição permanecem como monopólio da União, tendo a EC n.º 9/95 apenas aberto a possibilidade de contratação de empresas privadas para a realização dessas atividades.

da União sua pesquisa, lavra, refino, importação exportação e transporte, sendo-lhe permitido, após o advento da EC n.º 09/95, a contratação de empresas privadas ou estatais para tais atividades; 5) é assegurada aos Estados, Distrito Federal, Municípios, e aos órgãos da União a participação no resultado da exploração de: a) petróleo ou gás natural; b) de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; c) outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, assegurando ainda a compensação financeira por essa exploração.

Essa participação governamental aludida no item “5)” supra é genericamente denominada de *royalties*<sup>89</sup>, cuja natureza jurídica é notadamente de receita patrimonial originária cujo escopo pode ser delimitado em: a) captura de rendas extraordinárias; b) compensação pela alienação de um patrimônio e pela redução de receita tributária decorrente da não incidência de ICMS (art. 155, § 2.º, X, b, CF – RE 198088/SP); c) mecanismo de internalização nas companhias dos custos sociais associados à respectiva indústria; d) Recurso compensatório aos impactos territoriais de adensamento ocasionados pela respectiva indústria; e) Promoção de políticas de justiça intergeracional.

É bem verdade que ainda pairam muitas discussões a respeito da natureza jurídica dos *royalties*, sendo certo que, nesse momento prefacial, parece seguro adotar, à guisa de corte epistemológico, o conceito acima formulado, porquanto fulcrado na jurisprudência do Supremo Tribunal Federal<sup>90</sup> e em respeitáveis posicionamentos acadêmicos, a exemplo de DOMINGUES DE OLIVEIRA (2005, p. 493-503) (em sentido contrário, defendendo a natureza tributária dos *royalties*, XAVIER, 1998, p. 10-25).

---

<sup>89</sup> Denominação genérica na qual se incluem seus subprodutos para: **a) petróleo e gás natural**: Bônus de assinatura (art. 46 da Lei 9.478/97), *Royalties* (art. 47 da Lei 9.478/99), Participação especial (art. 50 da Lei 9.478/97), Pagamento pela retenção e ocupação de área – *rental fees* (art. 51 da Lei 9.478/97); **b) potenciais de energia hidráulica**: a) Compensação financeira (art. 1.º da Lei 7.990/89), *Royalties* da Itaipu Binacional (Anexo C, item III do Tratado de Itaipu); **c) recursos minerais**: CFEM (Lei Nº 8.876/94, art. 3º - inciso IX; ART. 6.º DA Lei 7.990/89).

<sup>90</sup> RE 228.800-5/DF – “O tratar-se de prestação pecuniária compulsória instituída por lei não faz necessariamente um tributo da participação nos resultados ou da compensação financeira previstas no art. 20, § 1.º, CF, que configuram receita patrimonial”.

#### 4.3 A EMENDA CONSTITUCIONAL N. 9 DE 10 DE NOVEMBRO DE 1995

Com o fim da década de oitenta e a crise do Estado empresário, era majoritário o pensamento sobre o esgotamento da capacidade empreendedora do setor público, especialmente nas áreas relacionadas com infraestrutura. Carente de novos investimentos e de novos modelos de gestão, surge no mundo uma tendência de diversificar as fontes e investimento, dando início a uma sucessão de privatizações.

Medidas como uma maior disciplina fiscal, a redução dos gastos públicos, a utilização de juros e câmbio parametrizados por regras de mercado, abertura comercial aos investimentos estrangeiros, privatizações e um processo de desregulamentação caracterizaram o que se convencionou chamar de “consenso de Washington”, receita criada por grandes instituições financeiras mundiais como o FMI e o Banco Mundial para ser aplicada em princípio nos países da América Latina e do Leste Europeu como forma de supostamente acelerar o desenvolvimento econômico dessas nações.

O Brasil aplicou muitas dessas medidas internamente, algumas com grande sucesso, outras nem tanto, e que resultaram na reforma do Estado vivida nos anos noventa, marcada pelo fim das restrições aos capitais estrangeiros, a quebra dos monopólios, a criação de inúmeras agências reguladoras, o fim do protecionismo e o maior rigor fiscal, com a aprovação da Lei Complementar nº 101/2000 (Lei de Responsabilidade Fiscal).

Nesse contexto se iniciou a discussão para alterar a política protecionista no setor do petróleo, iniciada em 1953 com a criação da Petrobras, com a finalidade de atrair investimentos estrangeiros, modernizar a indústria local e internacionalizar a Petrobras.

Por esse debate passava a quebra do monopólio do petróleo instituído no art. 177 da Constituição, cuja redação originária determinava que “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”.

Estava em vigor ainda a Lei 2.004/53, que determinava, no seu art. 2º, o exercício do monopólio por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização; e por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias como órgãos de execução.

Fazia parte do projeto de reestruturação da indústria, aliado à quebra do monopólio, a desestatização da Petrobras, a exemplo do ocorrido com outras gigantes como a Vale do Rio Doce e a Companhia Siderúrgica Nacional. Em que pese inconfesso pelo governo, a desestatização parecia natural diante do bojo de medidas que vinham sendo adotadas, inclusive com a tentativa de alteração do nome da empresa para Petrobrax, com a criação de nova identidade visual para a marca no sentido de diminuir a rejeição internacional a uma marca de caráter nacional, internacionalizar o nome, inclusive foneticamente para os idiomas inglês e espanhol, bem como aproveitar a penetração internacional da marca então mais conhecida da empresa: Lubrax<sup>91</sup>.

A Emenda Constitucional nº 9, de nove de novembro de 1995 veio para alterar a redação do parágrafo primeiro do art. 177 da Constituição com a finalidade de permitir à União “contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.”

Incluiu ainda um segundo parágrafo ao mesmo art. 177 para determinar que “a lei a que se refere o § 1º disporá sobre: I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; II - as condições de contratação; III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União”.

Previu o texto da reforma a edição de uma lei específica para o setor, o que mais tarde viria a ser a Lei 9.478/97, na qual deveria restar garantido o fornecimento interno dos derivados, deveria ser definido qual o regime de contratação a ser utilizado na terceirização das operações de pesquisa e lavra, que viria a ser a concessão, além da criação de um órgão regulador para o

---

<sup>91</sup> Em sentido contrário, dando a entender que não estava nos planos do Governo Federal a Privatização da Petrobras: “Nesse novo contexto, o Grupo Petrobras tem ônus adicionais decorrentes de sua condição de estatal como, por exemplo, a obrigação de explorar setores não atrativos do ponto de vista comercial, mas cujo atendimento reúne os requisitos de relevante interesse coletivo ou segurança nacional (CF, art. 173, *caput*), que justificam sua preservação e a consequente exclusão do Programa Nacional de Desestatização (Lei nº 9.491/97); cite-se, ainda, o livre acesso aos seus dutos e dados” (SOUTO, 2002, p. 140).

setor, posteriormente criado na forma de agência reguladora, a ANP – Agência Nacional do Petróleo.

Veja-se que a respeito do regime de contratação para produção não há no art. 177 qualquer menção à modalidade concessão, uma vez que tanto no § 1º como no § 2º, II, são utilizadas as expressões “a União poderá contratar” e “as condições de contratação”, respectivamente.

A questão que remanesce é se a concessão aludida no art. 176 da Constituição, com relação a pesquisa e a lavra de recursos minerais, vincularia o setor petrolífero, de modo que a lei prevista no § 2º do art. 177 estivesse vinculada em adotar tal regime para a indústria do petróleo. De fato, o art. 176 adota o regime de concessão ou autorização para o setor mineral como um todo, o que incluiria, em tese, o setor de petróleo.

Inicialmente, uma curiosidade sobre o tema alerta para o fato de que, tecnicamente, o petróleo e o gás não se incluem no conceito de recurso mineral, uma vez que, pelo fato de serem hidrocarbonetos, portanto, formado por moléculas de carbono, caracterizam-se como matéria orgânica, diversamente dos minérios. Estariam, portanto excluídos do campo de incidência do art. 176 da Constituição. Entretanto, sabe-se que a intenção constituinte foi incluir o setor de petróleo e gás entre os recursos minerais, como inclusive historicamente foi feito nas constituições anteriores.

Tal observação foi feita pelo Ministro Carlos Ayres Britto quando do julgamento, pelo STF, da ADI 3.273-9/DF, ajuizada pelo então Governador do Estado do Paraná, Rubens Requião, em face da Lei do Petróleo (9.478/97):

Agora já me concentrando na análise do pressuposto da relevância da fundamentação (alguns preferem *plausibilidade jurídica*), penso de boa metodologia enfrentar a matéria com o juízo mais abrangente de que, na constituição Federal de 1988, petróleo e gás natural **são versados como espécies de recursos minerais**. É dizer: a *Carta-cidadã*, fiel à proposição Kelseniana de que o direito constrói suas próprias realidades, optou por ignorar as discussões geológicas e geofísicas sobre a distinção entre hidrocarbonetos fluidos e gasosos (que seriam substâncias orgânicas) e os recursos minerais propriamente ditos (que teriam a natureza de substâncias inorgânicas). Isto para fazer deste últimos (“recursos minerais”) **o gênero no qual os dois primeiros recursos se encartariam**. As duas tipologias fundindo-se, a princípio, numa única realidade normativa ou figura de Direito, sob o nome abrangente de “recursos minerais.

[...]

Fácil seria deduzir, então, que para conhecer o regime jurídico do petróleo e do gás natural bastaria ao intérprete da Constituição conhecer o regime normativo dos recursos minerais em geral.

Assim, inclui-se no conceito de recursos minerais tanto o petróleo como o gás natural, subsumindo-os às disposições do art. 20, IX, CF, que determina serem bens da União “os recursos minerais, inclusive os do subsolo” e do art. 176, ao afirmar que “as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais” constituem propriedade distinta da do solo. Reforçando essa posição de imprecisão terminológica da Constituição, o art. 177, destinado especialmente ao petróleo e ao gás, definiu como monopólio da União a pesquisa e a lavra das “jazidas” de petróleo e gás natural, quando se sabe que jazida é o depósito de recursos minerais. Fica claro que a Constituição utilizou terminologia semelhante pois o tratamento jurídico que se pretendeu dar era igualmente semelhante, em que pese com imprecisões terminológicas.

Quanto ao próprio setor de mineração é de se sopesar o fato de que, mesmo o art. 176 tendo previsto apenas os regimes de concessão e autorização, o Código de Mineração<sup>92</sup> previu outras formas de regime de lavra, tais como o Licenciamento<sup>93</sup>, a Permissão de Lavra

---

<sup>92</sup> “Art. 2º. Os regimes de aproveitamento das substâncias minerais, para efeito deste Código, são: (Redação dada pela Lei nº 9.314, de 1996)

I - regime de concessão, quando depender de portaria de concessão do Ministro de Estado de Minas e Energia; (Redação dada pela Lei nº 9.314, de 1996)

II - regime de autorização, quando depender de expedição de alvará de autorização do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM; (Redação dada pela Lei nº 9.314, de 1996)

III - regime de licenciamento, quando depender de licença expedida em obediência a regulamentos administrativos locais e de registro da licença no Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM; (Redação dada pela Lei nº 9.314, de 1996)

IV - regime de permissão de lavra garimpeira, quando depender de portaria de permissão do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM; (Redação dada pela Lei nº 9.314, de 1996)

V - regime de monopolização, quando, em virtude de lei especial, depender de execução direta ou indireta do Governo Federal. (Incluído pela Lei nº 9.314, de 1996)”. Decreto-Lei Nº 227, de 28 de fevereiro de 1967 (Código de Mineração).

<sup>93</sup> “Art. 1º - Poderão ser aproveitados pelo regime de licenciamento, ou de autorização e concessão, na forma da Lei: I - Areias, cascalhos e saibros para utilização imediata na construção civil, no preparo de agregados e argamassas, desde que não sejam submetidos a processo industrial de beneficiamento, nem se destinem como matéria-prima à indústria de transformação;

II - rochas e outras substâncias minerais, quando aparelhadas para paralelepípedos, guias, sarjetas, moirões e afins;

III - argilas usadas no fabrico de cerâmica vermelha;

IV - rochas, quando britadas para o uso imediato na construção civil e os calcários empregados como corretivos de solo na agricultura.

Parágrafo Único - O aproveitamento das substâncias minerais referidas neste artigo fica adstrito à área máxima de cinquenta hectares.

Garimpeira<sup>94</sup> e o Regime de Monopolização<sup>95</sup>, sem olvidar do Registro de Extração<sup>96</sup> de que trata o Decreto Nº 3.358/2000, todos em uso ainda hoje, do que se depreende que a indicação Constitucional não foi exaustiva.

Aliás, seria por demais audacioso afirmar ter sido a disposição do art. 176 determinante para elencar todas as formas de vínculo contratual para prospecção mineral, uma vez que a Constituição se omitiu a respeito da definição do conteúdo da expressão “concessão”. Não

Art. 2º - O aproveitamento mineral por licenciamento é facultado exclusivamente ao proprietário do solo ou a quem dele tiver expressa autorização, salvo se a jazida situar-se em imóveis pertencentes a pessoa jurídica de direito público, bem como na hipótese prevista no § 1º do art. 10º. Lei Nº 6.567, de 24 de setembro de 1978.

<sup>94</sup> “Art. 5º - Considera-se garimpagem a atividade de aproveitamento de substâncias minerais garimpáveis, executada em áreas estabelecidas para este fim sob o regime de Permissão de Lavra Garimpeira.

§ 1º - são considerados minerais garimpáveis:

I - o ouro, o diamante, a cassiterita, a columbita, a tantalita e wolframita, exclusivamente nas formas aluvionar, eluvionar e coluvial; e

II - a sheelita, o rutilo, o quartzo, o berilo, a muscovita, o espodumênio a lepidolita, as demais gemas, o feldspato, a mica e outros, em tipo de ocorrência que vierem a ser indicados pelo DNPM.

§ 2º - o local em que ocorrer a extração de minerais garimpáveis, na forma deste artigo será genericamente denominado garimpo.

Art. 6º - A Permissão de Lavra Garimpeira será outorgada pelo Diretor-Geral do DNPM, de acordo com os procedimentos de habilitação estabelecidos em Portaria.

Art. 7º - A Permissão de Lavra Garimpeira será outorgada a brasileiro ou a cooperativa de garimpeiros autorizadas a funcionar como empresa de mineração, sob as seguintes condições:

I - A permissão vigorará pelo prazo de até cinco anos, sucessivamente renovável a critério do DNPM;

II - O título é pessoal e, mediante anuência do DNPM, transmissível a quem satisfaça os requisitos legais. Quando outorgado à cooperativa de garimpeiros, a transferência dependerá, ainda, de autorização expressa da respectiva assembléia geral; e

III - a área de permissão não excederá cinquenta hectares, salvo, excepcionalmente, quando outorgada à cooperativa de garimpeiros, a critério do DNPM.

Parágrafo Único - Aplicam-se ao Regime de Permissão de Lavra Garimpeira, no que couber, as disposições dos Capítulos XI e XV do Regulamento do Código de Mineração”. Decreto Nº 98.812, de 9 de janeiro de 1990.

<sup>95</sup> “quando, em virtude de lei especial, depender de execução direta ou indireta do Governo Federal”. (Incluído no Código de Mineração pela Lei nº 9.314, de 1996)

<sup>96</sup> “Art. 1º Este Decreto regulamenta a Lei nº 9.827, de 27 de agosto de 1999, dispondo sobre a extração de substâncias minerais de emprego imediato na construção civil, definidas em portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, por órgãos da administração direta e autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, para uso exclusivo em obras públicas por eles executadas diretamente, respeitados os direitos minerários em vigor nas áreas onde devam ser executadas as obras e vedada a comercialização.

Condições de Extração

Art. 2º A extração de substâncias minerais de emprego imediato na construção civil, definidas em portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, por órgãos da administração direta e autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, para uso exclusivo em obras públicas por eles executadas diretamente, depende de registro no Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia, na forma do disposto neste Decreto.

Art. 3º O registro de extração será efetuado exclusivamente para substâncias minerais de emprego imediato na construção civil, definidas em portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, em área considerada livre nos termos do art. 18 do Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967 (Código de Mineração).

§ 1º Será admitido, em caráter excepcional, o registro de extração em área onerada, desde que o titular do direito minerário preexistente autorize expressamente a extração.

§ 2º A extração de que trata este Decreto fica adstrita à área máxima de cinco hectares”. Decreto Nº 3.358, de 2 de fevereiro de 2000.

havendo definição constitucional da expressão concessão, deve seu conteúdo ser definido na legislação, não havendo, portanto, ainda que se admita a obrigatoriedade da utilização da concessão, qualquer vinculação de conteúdo desse contrato, que seria livremente definido em lei. Seria uma questão apenas de denominação, o que não faz nenhum sentido, já que qualquer tipo de contrato ou regime de contratação poderia ser batizado como concessão pela lei.

A esse respeito, o próprio STF já se manifestou no julgamento da ADIn 3237-9/DF, dando conta de que a concessão aludida no art. 176 (mineração) não se aplica às empresas objeto da contratação prevista no art. 177, § 1.º (petróleo e gás):

[...] os preceitos veiculados pelos § 1.º e 2.º do art. 177 da Constituição do Brasil são específicos em relação ao art. 176, de modo que as empresas estatais ou privadas a que se refere o § 1.º não podem ser chamadas de ‘concessionárias’. Trata-se de titulares de um tipo de propriedade diverso daquele do qual são titulares os concessionários das jazidas e recursos minerais a que respeita o art. 176 da Constituição do Brasil.

É óbvio que não se pretende desconsiderar os costumes como fonte do direito, sendo certo que para o direito internacional privado a *lex mercatoria* representa o conjunto de práticas reiteradamente utilizadas e reconhecidas pelos agentes do mercado de caráter supranacional. Transpondo-se essa noção para o Direito do Petróleo, reconhece-se a existência da *lex petrolea* como especialização da *lex mercatoria*.<sup>97</sup>

Nessa sequência de ideias, a *lex petrolea* consagra os regimes de contratação tradicionais para a indústria, reconhecidos internacionalmente como contratos-tipo da indústria, sendo eles a concessão, o contrato de partilha, o acordo de participação e o contrato de serviço (ALVES, 2009, p. 223).

Entretanto dispensa grande esforço hermenêutico reconhecer que a Constituição não pretendeu utilizar o conceito de concessão da *lex petrolea* quando utilizou a expressão concessão

---

<sup>97</sup> “A *lex petrolea* representa um conjunto normativo voltado para a regulamentação das atividades relacionadas à exploração petrolífera enquanto atividade econômica exercida internacionalmente. Constitui-se de regras que possuem tanto caráter de Direito Público, quanto de Direito Privado. A principal questão que norteou o surgimento e a consolidação da *lex petrolea*, especialmente no tocante à construção jurisprudencial, foram os casos de expropriação de concessões petrolíferas de empresas privadas por parte dos Estados hospedeiros e as disputas judiciais concernentes a este ato, bem como aqueles subsequentes ao mesmo (tais como renúncia contratual, alteração das cláusulas contratuais, além de eventos imprevisíveis, força maior e caso fortuito)” (ALVES, 2009, p. 222-223).

no art. 176, a uma, pois o art. 176 não poderia aludir à *lex petrolea* uma vez que remonta à exploração dos recursos minerais como um todo, e não apenas do petróleo; a duas, pois as concessões nos demais ramos da mineração, ou mesmo no setor de energia elétrica, adota formatação absolutamente diversa da *lex petrolea*; a três, pois o art. 177, que cuida expressamente do setor petrolífero, repita-se, não utilizou em nenhum momento o termo concessão.

Parece que a intenção da norma constitucional foi abrir espaço para a legislação instituir, caso opte, por regimes de contratação que venham a flexibilizar a leitura que se faz do regime de monopólio, permitindo a instituição de parcerias ou mesmo de terceirização para a iniciativa privada de algumas atividades. Ao que parece, pretendeu diferenciar a titularidade da atividade econômica de sua operação. A primeira é pública, dado o regime de monopólio, a segunda é a que melhor atende ao interesse público, segundo critérios políticos manifestados na legislação infraconstitucional e podem envolver em maior ou menor grau a iniciativa privada.

De toda forma, o art. 176 define normas aplicáveis ao setor de mineração como um todo, se configurando como norma geral, ao passo que o art. 177 se dirigiu especificamente ao setor de petróleo, podendo ser considerado como norma especial. Nesses casos, classicamente a hermenêutica recomenda que os preceitos da lei especial prevaleçam sobre os da lei geral.

Se para o regime geral de mineração a Constituição utilizou as expressões concessão e autorização, o que ainda assim já se observou não haver plena vinculação, ao estabelecer as regras específicas para o setor do petróleo não fez a mesma enumeração e expressamente delegou à legislação a competência para definir “o regime de contratação”. Obvio parece reconhecer que a concessão é uma possibilidade para o legislador, jamais uma obrigação.

Nesse sentido, o STF, ainda no julgamento da ADI 3.273-9/DF, aplicou a regra da especialidade para desvincular o setor de petróleo da necessária utilização do regime de concessão:

**‘Fácil seria deduzir’ – foi o que dissemos –, mas somente se a Constituição não contivesse normas complementares especificamente voltadas para as duas modalidades de recursos minerais em sentido lato: o petróleo e o gás natural. Equivale a dizer: a Lei Republicana, num primeiro instante, dispõe sobre o gênero “recursos minerais” e desse gênero não exclui os hidrocarbonetos fluidos e gasosos. Já num segundo e imediato momento é que passa a disciplinar os específicos temas do petróleo e do gás natural “e outros hidrocarbonetos fluidos” (caput dp art. 177).**

Prova disso é o inciso IX do art. 20, quando confrontado com seu § 1º. Também assim todo o art. 176 e seus três primeiros parágrafos, quando cotejados com o art. 177, incisos I a IV e §§ 1º e 2º, a saber:

[...]

Ora bem, se é da técnica da Magna Lei de 1988 avançar comandos gerais sobre todo e qualquer tipo de recurso mineral, para depois lançar disposições especiais sobre “dois deles” (petróleo e gás natural), o cânone hermenêutico a observar só pode ser este: **aplica-se toda a parte geral dos dispositivos da Constituição, mas somente naquilo que não conflitar com sua parte especial.** Elementar regra de eliminação de antinomia normativa, figurante do nunca desmentido brocardo latino *lex speciali derogat generali*.

Outro fator importante de se ressaltar é que a redação antiga do § 1º do art. 177 incluía no monopólio a União os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, de modo que era inadmissível, no modelo velho, a partilha com o setor privado de qualquer espécie de risco nas atividades petrolíferas, o que implicaria, naturalmente, na partilha dos bônus quando a atividade fosse exitosa.

O modelo internalizava no setor público não apenas as decisões estratégicas mas também a própria operação empresarial. Todo o risco corria por conta da estatal exploradora, a quem também eram canalizados todos os prejuízos e dividendos da atividade. Naturalmente, isso implica dizer que os investimentos deveriam ser todos de origem pública, o que se mostrou inviável diante das vultosas quantias requeridas para novos empreendimentos e desenvolvimento de tecnologias, o que se contrapunha à crise fiscal e financeira do setor público.

A nova redação do dispositivo constitucional, ao retirar a vedação da partilha de riscos abriu espaço para a instituição do regime de concessão mais adiante, quando da elaboração da Lei 9.478/97, que tem como um dos principais escopos atrair e viabilizar grandes investimentos em parceria com o capital privado, inclusive internacional.

De todo modo, foi transplantado para o setor do petróleo a ideia plenamente aceita nos demais ramos da economia de que a ausência de concorrência não gera eficiência, de modo que ter a Petrobrás seu mercado contestado por *players* estrangeiros contribuiria para a sua própria evolução como empresa.

Como já observado anteriormente, não se trata tecnicamente de uma quebra de monopólio, até porque a redação do *caput* do art. 177 permaneceu inalterada no tocante a definir

como “monopólio da União” o setor petrolífero. O setor permanece como monopólio da União, apenas sendo incluída a possibilidade de contratação com empresas privadas as atividades de pesquisa, lavra, refino, importação, exportação e transporte<sup>98</sup>.

Não estavam incluídos no monopólio, desde a redação original do art. 177, setores a montante da cadeia produtiva, como distribuição de petróleo e derivados, assim como revenda de combustíveis, como será abordado adiante.

De todo modo, quando se diz que não houve quebra do monopólio do petróleo é porque a incursão de novos entrantes nesse mercado possui uma barreira à entrada jurídica que é a licitação. O setor público permanece titular da atividade econômica, posto que se trata de um monopólio, mas terceiriza a atividade operacional de pesquisa, exploração e lavra mediante a celebração de um contrato, que será mais adiante estudado.

Importante ressaltar ainda que a Emenda Constitucional n.º 9/95, ao conferir nova redação ao § 1º do art. 176 deixou de exigir que a pesquisa e a lavra dos recursos minerais fosse feita apenas “por brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional”, para permitir tais atividades a “brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País”, abrindo formalmente a possibilidade de empresas estrangeiras serem beneficiadas de “autorização ou concessão da União” para realização das atividades de prospecção.

A partir de então fica obsoleta a Lei 2.004/53, surgindo espaço para a edição da Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo, que veio a regulamentar a nova redação do art. 177 da Constituição, determinada pela Emenda Constitucional n.º 9, de 1995, introduzindo profundas mudanças no setor petrolífero e se tornando referência como um marco na evolução do setor no Brasil.

---

<sup>98</sup> Questionando a permanência do monopólio: “No regime jurídico anterior, a execução das atividades objeto do monopólio cabia, com exclusividade, à empresa estatal que, por ser sociedade de economia mista e órgão da administração indireta da própria União federal, materializava a presença desta no campo privado, preservando o conceito monopolista. No entanto, com a possibilidade, aberta pela emenda, de contratação de empresas públicas e privadas, totalmente desvinculadas da União Federal e, sobretudo, tendo em vista o grau de liberdade empresarial que tais empresas deveriam gozar para desempenhá-las, o conceito monopolista tornou-se, na opinião de muitos, no mínimo controvertido” (FERREIRA, 2005, p. 49).

#### 4.4 A ESTRUTURA PAVIMENTADA PELA LEI 9.478/97

A Lei 9.784/99 trouxe efetivamente ao mercado as alterações estruturais que a Emenda Constitucional nº 9/95 pretendeu implementar, especialmente a introdução do regime de concessão para exploração das jazidas, com a abertura do setor ao capital privado, e a criação da ANP – Agência Nacional do Petróleo, de modo a redesenhar a intervenção estatal.

O Estado, que no regime anterior acumulava as funções de empreendedor e regulador do mercado, no novo cenário passou a ter preponderância no segundo, agora por meio da ANP, com o nítido propósito do legislador de gradativamente preparar as atividades de execução para a exploração em regime de concorrência<sup>99</sup>.

O reposicionamento Estado no segmento petrolífero está concatenado com a sua reforma e realocação funcional como um todo na economia, dado o exaurimento do modelo fulcrado no empreendedorismo público. A nova gestão pública está fundada em elementos gerenciais que orientam o setor privado, exigindo da máquina estatal desburocratização, eficiência<sup>100</sup>, transparência, racionalidade, controle de resultados, metas de curto, médio e longo prazo, criatividade e profissionalização<sup>101</sup>.

Ainda há muitos resquícios da tradição cartorial. Por exemplo, mesmo diante de todas as reformas no sentido de dar mais racionalidade à atuação estatal, o Brasil ainda está muito mal posicionado em todos os rankings de competitividade, mesmo no setor empresarial. Segundo o Banco Mundial (WORLD BANK, 2001), o custo médio para abrir uma empresa nos 25% países

---

<sup>99</sup> “O regime de contratação das atividades petrolíferas sobre as bases da livre concorrência sublimou o monopólio que pairava sobre a execução das atividades econômicas na indústria do petróleo, sendo certo que a dimensão correspondente à regulação, à fiscalização e à contratação destas atividades ainda reside, de forma exclusiva, nas mãos do Estado, cuja ação se dá através do seu órgão regulador, a ANP” (FERREIRA JUNIOR, L.; ROCHA, F.V.; LESSA, M., 2005).

<sup>100</sup> “Superado o positivismo estrito ou legalista, as Constituições promulgadas a partir da metade do século XX aderiram ao que, na cultura jurídica, convencionou-se chamar de pós-modernismo ou pós-positivismo, de maneira a ajustar a ideia de legalidade à conformidade com o Direito, movimento a grassar no direito administrativo, o qual passa a fundar-se em preceitos oriundos dos tradicionais princípios gerais do direito e, mais recentemente, daqueles resultantes dos imperativos da vida coletiva, como é o caso da eficiência na ação administrativa” (NOBRE JÚNIOR, 2006, p. 161)

<sup>101</sup> “a regulação vem sendo compreendida como um mecanismo eficaz para gerar competição em regimes que visam a romper seu caráter monopolista ou oligopolista em favor de um efetivo modelo concorrencial. Esta percepção é tanto ou mais apropriada quando se relaciona a setores estratégicos, relativos à estrutura e ao funcionamento dos serviços públicos, tais como água, transporte, energia e comunicações, que por décadas estiveram sob o controle direto do Estado” (FERREIRA, 2011, p. 237).

mais pobres do mundo ultrapassa o PNB *per capita*. Nos países ricos, o custo médio não atinge 10% do PNB *per capita*. Enquanto no Canadá, primeiro colocado no ranking mundial de facilidade para abrir uma nova empresa, são necessários 2 (dois) procedimentos e 2 (dois) dias úteis, com um custo de 1,45% do PIB *per capita* para se abrir uma empresa, no Brasil são necessários 15 (quinze) procedimentos e 63 (sessenta e três) dias úteis, a um custo de 20% do PIB *per capita* (OLIVEIRA, 2003, p. 14).

No seu art. 1.º merece destaque desde logo a inclusão de princípios que denotam a intenção de imprimir uma dinâmica de mercado ao setor, já que, ao lado das preocupações próprias do regime anterior de preservação do interesse nacional, promover o desenvolvimento e garantir o fornecimento de derivados de petróleo, foram consolidados os valores de promover a livre concorrência, atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

É criado, ainda, por meio do art. 2.º, o Conselho Nacional de Política Energética, com competências eminentemente consultivas do presidente da República e com a finalidade de lhe propor políticas nacionais e medidas específicas ao setor de petróleo, cuja composição é majoritariamente por integrantes egressos do setor público (nove ministros de Estado, um representante dos Estados e do DF, o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética - EPE<sup>102</sup> e o Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia), e mesmo os integrantes da sociedade civil (um representante da sociedade civil especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia) são escolhidos diretamente pelo Presidente da República.

A lei dá tratamento diferenciado ao petróleo e ao gás natural, e após as alterações promovidas pelas Leis 11.097/05 e 12.490/11 passou a dar tratamento especial à diversificação da matriz energética com foco no biocombustível e nas energias renováveis.

Delimita ainda os direitos de propriedade sobre os recursos minerais relacionados ao petróleo, dando conta que pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros

---

<sup>102</sup> Empresa Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e “tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras” – art. 2.º, tendo o Decreto 5.184/2004 lhe aprovado o Estatuto Social.

hidrocarbonetos fluidos, estejam eles em terra, no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva, todos considerados integrante do território nacional.

Tal assertiva vem ao encontro do regime dominial de propriedade da terra e dos recursos minerais do subsolo adotado no art. 176 da Constituição, em contraposição ao regime de acessão ou fundiário adotado nos Estados Unidos<sup>103</sup>.

A lei, ainda seguindo o passo da Constituição, diferencia muito claramente a propriedade dos recursos petrolíferos do direito de exploração comercial desses bens, deixando claro que o monopólio da União se estende à pesquisa, à lavra, à refinação, à importação, à exportação e ao transporte.

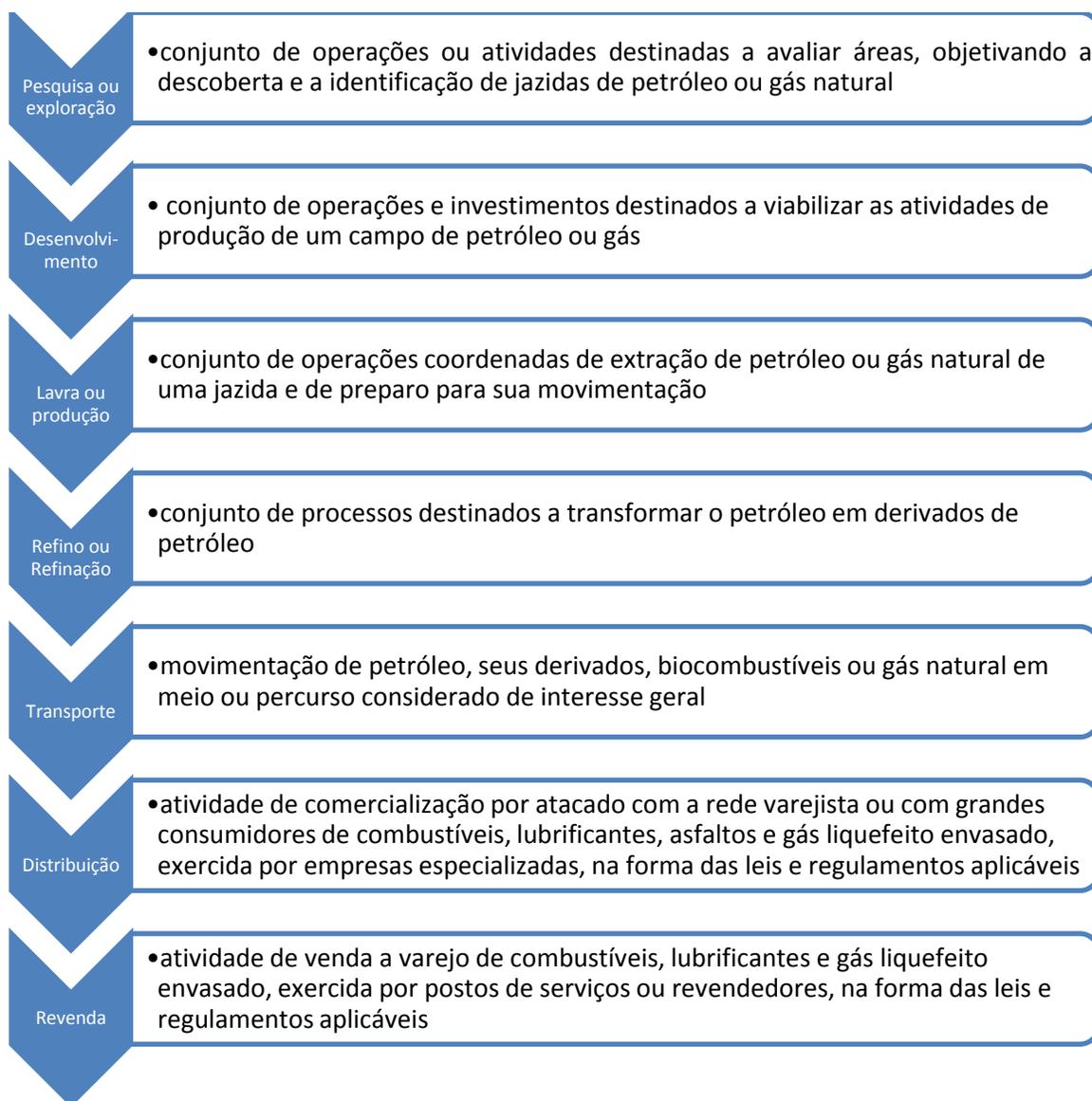
O art. 5º elenca quais os regimes que serão utilizados para efetivação do vínculo jurídico entre o agente econômico a quem será terceirizado o serviço e a União, detentora do monopólio, a quem caberá regular e fiscalizar o exercício da atividade a ser formalizado mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. Essa redação foi determinada pela Lei nº 12.351, de 2010, que instituiu o regime de partilha.

Fazendo uso da interpretação autêntica de alguns conceitos trazida à lume pelo art. 6º é possível se desenhar a cadeia produtiva do petróleo<sup>104</sup> idealizada pela Lei 9.478/97, que é dividida em três segmentos, *upstream*, *midstream* e o *downstream*:

---

<sup>103</sup> Podem ser enumeradas várias teorias sobre a propriedade das riquezas minerais, por exemplo: 1) sistema fundiário ou de acessão: a propriedade do subsolo é considerada uma extensão da propriedade do solo; 2) sistema dominial ou regaliano: a propriedade do subsolo distingue-se da do solo, para fins de exploração, e é atribuída ao Estado, que pode explorá-lo diretamente ou por meio de terceiros, que se obrigam a pagar uma compensação por esse direito de exploração; 3) sistema da *res nullius*: a propriedade do subsolo não pertence a ninguém, cabendo ao Estado conceder sua exploração; 4) sistema da ocupação: a propriedade da reserva ou mina é do descobridor (SILVA, 2005, p. 30-37).

<sup>104</sup> “sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo” (art. 6º, XXVII, da Lei 9.478/99).



A primeira etapa da indústria de petróleo consiste na exploração, que é o conjunto de atividades destinadas a realizar uma descoberta comercial<sup>105</sup>, a encontrar um reservatório ou depósito<sup>106</sup>, após o que são realizadas as atividades concernentes ao desenvolvimento, que é o processo de instalação e organização industrial preparatório para a produção, consistente na

<sup>105</sup> “descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção” (art. 6º, XVIII, da Lei 9.478/99).

<sup>106</sup> “configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não” (art. 6º, X, da Lei 9.478/99).

extração do petróleo<sup>107</sup> ou gás natural<sup>108</sup> da jazida<sup>109</sup>. Por definição do art. 24, § 2.º, as atividades de desenvolvimento estão incluídas na produção<sup>110</sup>. Após a produção, com a retirada do petróleo ou gás da jazida, é necessária a locomoção do produto dentro da área de concessão, a partir do poço produtor, para os equipamentos de logística ou mesmo para as indústrias de enriquecimento ou refinação. Nesse caso, quando esse deslocamento ocorre dentro da área de concessão e no interesse do concessionário, ele se denomina transferência<sup>111</sup>.

A rigor o termo produção não é adequado para a indústria do petróleo, uma vez que ele não é produzido, e sim descoberto e retirado. Essa é uma das grandes características da indústria do petróleo e do gás e que é bastante útil para lhe compreender. O petróleo e o gás são recursos não renováveis, de modo que o *trade off* em produzir hoje é muito acentuado, pois representa deixar de produzir amanhã. Por essa mesma razão, enquanto as indústrias renováveis tendem a trabalhar no sentido de aumentar a dependência dos seus consumidores pelos seus produtos, a indústria do petróleo, haja vista a finitude do recurso, deve trabalhar na direção diametralmente oposta, desenvolvendo matrizes energéticas alternativas para substituição do petróleo.

Além disso, a distribuição do petróleo no globo é feita de modo absolutamente desigual, havendo países com imensas jazidas e outros com nenhuma, o que, aliado à escassez do produto, realça a função geopolítica da indústria e alimenta o estreitamento de relações entre governos, geralmente detentores das minas, e os grandes *players* mundiais, detentores de recursos e tecnologia para tornar viável a prospecção.

O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, e pode ocorrer em terra, denominando-se de *onshore*, ou em mar, quando recebe o nome de *offshore*.

---

<sup>107</sup> “todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado” (art. 6.º, I, da Lei 9.478/99).

<sup>108</sup> “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros” (art. 6.º, II, da Lei 9.478/99).

<sup>109</sup> “reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção” (art. 6.º, XI, da Lei 9.478/99).

<sup>110</sup> “Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento”.

<sup>111</sup> “movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades” (art. 6.º, VIII, da Lei 9.478/99).

Após a produção e feitas as transferências logísticas no interesse do concessionário, o petróleo é transportado para uma planta de refino, no caso do petróleo, ou de tratamento/processamento<sup>112</sup>, no caso do gás natural. A partir daí os derivados, e não mais os produtos *in natura* são transportados até a rede de distribuição.

O *midstream* compreende as atividades de refino<sup>113</sup> e transporte, bem como a importação e exportação de gás natural, petróleo e seus derivados.

Após o ingresso na rede de distribuição, as distribuidoras comercializam os derivados diretamente com grandes consumidores ou com a rede de varejistas responsável pela revenda.

O *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados.

No tocante ao gás natural, é de se observar que, após o seu processamento e transformação em algum derivado, e feito o transporte até a rede de distribuição, a partir daí a competência para regulação não é mais da ANP e sim dos Estados, posto se tratar a distribuição de gás canalizado<sup>114</sup> serviço público estadual, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal, que determina caber “aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”.

É possível demonstrar a cadeia produtiva da indústria do petróleo, bem como seus regimes de exploração, da seguinte maneira:

	<b>Etapa da cadeia</b>	<b>Regime jurídico</b>
<b><i>Upstream</i></b>	Pesquisa ou exploração	Regime de concessão, precedido de licitação

<sup>112</sup> “conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização” (art. 6.º, VI, da Lei 9.478/99).

<sup>113</sup> A respeito do refino o REGULAMENTO TÉCNICO ANP – Nº 1 de 2010 dispõe sobre a construção, modificação, ampliação de capacidade e operação de refinarias de petróleo, assim como o REGULAMENTO TÉCNICO ANP – Nº 2 de 2010, dispões sobre a construção, modificação, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural.

<sup>114</sup> “serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal” ((art. 6º, VI, da Lei 9.478/99).

		Ou
	Desenvolvimento	Regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal ou nas áreas estratégicas (art. 23 da Lei 9.478/97)
	Lavra ou produção	
<i>Midstream</i>	Refino	Autorização da ANP, a requerimento dos interessados (sem licitação) Arts. 5.º; 8º, V e 53 Lei 9.478/97
	Transporte	Autorização da ANP, a requerimento dos interessados (sem licitação) Arts. 5.º; 8º, VI, XVI, XIX, XX, XXI e 56 Lei 9.478/97
	Importação e exportação	Autorização da ANP, a requerimento dos interessados (sem licitação) Arts. 5.º; 8º, XVI e 60 Lei 9.478/97
<i>Downstream</i>	Distribuição de derivados	Livre iniciativa, pois não se trata de monopólio Art. 177 da Constituição e art. 4º da Lei 9.487/99
	Revenda de derivados	Regulado pela ANP Arts. 1º, III, V, IX, XIII; art. 8º, I

Merece destaque ainda o fato da ANP ter sucedido o DNC – Departamento Nacional de Combustíveis nos seus direitos e obrigações, consoante dispõe o art. 78, assim como nas suas competências no tocante às atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool. A fiscalização da revenda varejista de combustível automotivo atualmente é

regulamentada pela Portaria ANP n.º 116, de 05 de julho de 2000<sup>115</sup>. Já a atividade de distribuição de derivados é regulamentada pela Portaria ANP n.º 29, de 9 de fevereiro de 1999, que estabelece a regulamentação da atividade de distribuição de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, bio-diesel, mistura óleo diesel/biodiesel especificada ou autorizada pela ANP e outros combustíveis automotivos e, assim como pela portaria ANP n.º 202, de 30 de dezembro de 1999, que estabelece os requisitos a serem cumpridos para acesso a atividade de distribuição de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, biodiesel, mistura óleo diesel/biodiesel especificada ou autorizada pela ANP e outros combustíveis automotivos.

A Lei 9.478/97 ainda se preocupou bastante em gerenciar a transferência de um enorme acervo de informações decorrentes de décadas de pesquisas geológicas valiosíssimas para a ANP, bem como em lhe munir de instrumentos eficazes de produção desse conhecimento, quando, por exemplo:

- a) conferiu à ANP, no art. 8.º, II, competência para promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;
- b) conferiu à ANP, no art. 8.º, III, competência para regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;
- c) conferiu à ANP, no art. 8.º, XI, competência para organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;
- d) conferiu à ANP, no art. 8.º, XI, competência para consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;
- e) determinou, no seu art. 22, que o acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos

---

<sup>115</sup> “Art. 3º. A atividade de revenda varejista de combustível automotivo somente poderá ser exercida por pessoa jurídica constituída sob as leis brasileiras que atender, em caráter permanente, aos seguintes requisitos:

I - possuir registro de revendedor varejista expedido pela ANP; e

II - dispor de posto revendedor com tancagem para armazenamento e equipamento medidor de combustível automotivo”.

recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração; bem como no seu § 1.º quando determinou que a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei;

#### 4.5 PROBLEMAS NO VOCÁBULO EXPLORAÇÃO

Existe uma grave antinomia com relação à palavra “exploração” levando-se em conta o sentido em que foi utilizada no art. 20, § 1.º da Constituição da República e o sentido atribuído pela Lei 9.478/97.

A redação do art. 20, § 1.º da Constituição da República estabelece:

§ 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

Tal dispositivo trata genericamente da forma de remuneração Estatal em razão da utilização do bem público “recursos naturais” (art. 20, V, CF), mais especificamente petróleo, gás natural, recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e outros recursos minerais, assim como garante participação ou compensação de órgãos da Administração Direta da União, dos Estados, do Distrito federal, e Municípios nessa arrecadação. Mais precisamente, regula as formas de compensação e participação do Poder Público nos resultados do que chama exploração de petróleo e gás natural. Tal sistemática será debatida adiante.

Entretanto, a Lei 9.478/99 traz interpretação autêntica à expressão “exploração” como sendo:

Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural.

A Lei 9.478/97 conferiu um significado específico ao vocábulo exploração, consistente na primeira etapa do *upstream*. É a atividade de procurar jazidas a fim de que se possa, futuramente, após sua descoberta, introduzir as instalações industriais necessárias (desenvolvimento) à retirada do petróleo e do gás (produção).

Em outras palavras, pela definição dada pela lei do petróleo, na fase de exploração não há produção, não há retirada de petróleo ou gás, já que consiste justamente na sua busca, o que apresenta uma contradição com o mesmo vocábulo utilizado na Constituição: se na fase de exploração não há produção, como seu resultado será partilhado entre os Estados, o Distrito Federal, os Municípios e os órgãos da administração direta da União?

Fica clara a antinomia apresentada entre o texto constitucional e o da lei do petróleo no tocante ao vocábulo exploração. Entretanto, é bastante factível interpretar que a mesma expressão foi utilizada nos respectivos textos com sentido diverso.

A Constituição, como já observado em tópico anterior, dividiu a economia em dois grandes campos: atividade econômica em sentido estrito e serviço público. O primeiro campo é a regra, de modo que não precisa de enumeração legal ou constitucional. É atribuído à iniciativa privada, que nele atua em regime de mercado, cuja lógica interna gira em torno da obtenção do lucro. O segundo campo é o serviço público, representado por setores da economia titularizados pelo Estado em razão de determinação constitucional ou legal. Sua lógica não passa necessariamente pela obtenção de lucro, mas pela disposição à comunidade de comodidades.

Atualmente, a obtenção de lucro tem sido cada vez mais usual também no campo dos serviços públicos, dada sua reestruturação jurídica e econômica, o que vem lhe fazendo ficar cada vez mais próximo de uma atividade econômica. Tem-se reconhecido que a vedação ao lucro inibe os esforços individuais para aumentar a eficiência do setor, o que termina por estagnar o próprio serviço, tornando-o ineficiente e contraditoriamente mais caro. Como também já abordado em tópico anterior, o próprio conceito de serviço público vem perdendo sentido diante dessas novas mudanças, e cada vez mais todos eles vêm sendo submetidos ao regime de livre mercado.

De todo modo, essa diferenciação novamente se mostrou necessária para compreender o significado do vocábulo exploração utilizado na Constituição.

Sempre que a Constituição se refere à atividade econômica em sentido estrito, utiliza a expressão “exploração da atividade econômica”. Exploração, aí, assume o sentido de “ação de gerir um negócio, uma indústria”, conforme o dicionário Houaiss da língua portuguesa<sup>116</sup>, até porque essa exploração está relacionada com a obtenção de um benefício, o lucro. Há um claro direcionamento do foco do tema sob a perspectiva do empresário, e é em torno dele que orbitam as discussões, assumindo a posição de protagonista.

Entretanto, quando a Constituição se refere ao serviço público, dada a sua origem desvinculada da obtenção de lucro, utiliza a expressão “prestação de serviço público”. Diferentemente da atividade econômica, o serviço público está relacionado com o vocábulo prestação, dando clara noção de deslocamento do foco do debate, deixando de ser o empresário o centro da discussão, que passa agora a girar em torno do usuário (não consumidor).

Nem sempre houve coerência do constituinte ao utilizar essas expressões, uma vez que em algumas oportunidades é utilizada a expressão “explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços de [...]”, a exemplo do art. 20, XII e XIII. Entretanto, uma coisa é certa, a Constituição nunca se referiu à atividade econômica com o vocábulo prestação, e, nos casos em que se referiu ao serviço público com o vocábulo exploração, o fez no sentido de “gerir um negócio, uma indústria”.

No primeiro caso, o foco da atividade seria a obtenção de lucro, no segundo caso o foco da atividade seria o benefício prestado ao cidadão. De toda forma, fica nítida a intenção da Constituição de se referir à atividade econômica em sentido estrito com o vocábulo exploração, o que, por coerência, pode ser replicado para qualquer mercado específico.

Assim, quando a Constituição no art. 20, § 1º utilizou o termo “exploração de petróleo ou gás natural”, parece clara a intenção de se referir à exploração (“gerir um negócio, uma indústria”) da atividade econômica relacionada à indústria do petróleo.

Já a lei do petróleo claramente não deu o mesmo significado ao vocábulo exploração dado pela Constituição, preferindo atribuir-lhe um sentido mais restrito, uma etapa da cadeia produtiva da indústria do petróleo. Em que pese a Lei 9.478/97 tenha dado o conteúdo que pretendeu atribuir ao vocábulo, ele se assemelha ao sentido de “estudo ou pesquisa mais ou

---

<sup>116</sup> <http://houaiss.uol.com.br/busca.jhtm?verbete=explora%E7%E3o&stipe=k>.

menos intensiva de região, território etc. ou seu aproveitamento para a produção de alguma forma de riqueza”<sup>117</sup>.

Assim, é possível assumir que o vocábulo exploração tem um sentido mais amplo na Constituição, podendo ser identificado como *exploração da indústria do petróleo*, ao passo que o mesmo vocábulo na lei do petróleo possui um sentido mais específico, podendo ser identificado como *exploração na indústria do petróleo*.

---

<sup>117</sup> <http://houaiss.uol.com.br/busca.jhtm?verbete=explora%E7%E3o&stype=k>.

## **CAPÍTULO 5 – REGIMES DE CONTRATAÇÃO ADOTADOS EM OUTROS PAÍSES PRODUTORES**

É possível identificar quatro regimes de contratação para as atividades do *upstream* em nível internacional. Por óbvio, não há absoluta identidade entre contratos da mesma modalidade adotados em países diferentes, que possuem legislações diversificadas e peculiares. Entretanto, pelo alto nível de especialização e internacionalização da indústria, é possível identificar entre eles características gerais que permitem lhes inserir numa mesma categoria.

Os contratos mais frequentemente utilizados na indústria do petróleo, em nível internacional, são: concessão (*Tax & Royalties*) partilha (*Production Sharing Contracts – PSC*), *Joint Venture* e o contrato de serviços. Deve-se levar em consideração que na maior parte dos países a propriedade do subsolo é distinta da do solo, adotando-se o regime dominial ou regaliano, sendo o Estado proprietário dos recursos minerais. Como se verá adiante, essa regra não é utilizada nos Estados Unidos, que adota o sistema fundiário ou de acessão, estendendo a propriedade do solo também para o subsolo.

O contrato de concessão, ou *Tax & Royalties*, se caracteriza principalmente pelo fato de contemplar a empresa contratada com a propriedade de todo o óleo e gás prospectado. Em outras palavras, nesse regime todo petróleo e gás retirado das reservas pertence à concessionária. Já o Poder Público é remunerado pela incidência de participações governamentais, que representam exações cujos percentuais incidem sobre o valor da produção e são pagos em dinheiro pela concessionária. Nessa modalidade de contratação, todos os riscos correm por conta da concessionária, que assume a operação da atividade e também todos os custos. A contrapartida estatal é a permissão para a empresa explorar sua propriedade com exclusividade.

O contrato de partilha possui por característica principal o fato do produto da operação, ou seja, o óleo prospectado, pertencer ao Estado, e não à concessionária. Nesse regime, existe a diferenciação entre o custo em óleo (*cost oil*), que é a parte da produção destinada à amortização dos gastos realizados pela empresa contratada desde o início da atividade, e o excedente em óleo (*profit oil*), que representa o montante da produção que restou após a retirada do custo em óleo. Essa segunda parcela é objeto de partilha entre o Estado e a empresa contratada, nos percentuais

fixados no contrato. Percebe-se que tanto o Estado quanto a concessionária são remunerados em óleo e gás, e não em dinheiro.

No contrato de serviços, a empresa petrolífera estatal detém exclusividade nas atividades de exploração e produção, e contrata a empresa privada para realizar as atividades do *upstream*, remunerando-a em dinheiro pelo serviço. Nesse caso, o risco corre integralmente por conta da estatal. O contrato de serviços pode ter a chamada Cláusula de Risco, ou *Risk Services Contracts*, frequente quando a legislação local impõe um monopólio da atividade pela estatal, mas há o interesse em atrair empresas internacionais para o mercado. Nesse caso a remuneração da contratada é feita em óleo ou em forma de desconto na aquisição de óleo junto à estatal monopolista, e a contratada assume parte dos riscos da atividade. O regime de Contrato de Serviços é utilizado no México e Irã, sem a cláusula de risco, que está em desuso. Esta última já foi utilizada no próprio México, nos anos 50, no Irã e Iraque na década de sessenta, assim como pela Petrobrás no período do monopólio, de 1953 a 1997 (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 23-24).

A *Joint Venture* consiste na formação de uma sociedade com propósito específico entre a empresa petrolífera estatal e a multinacional privada para realização das atividades de forma consorciada, sendo a remuneração de cada uma correspondente à sua participação na sociedade, o mesmo se dizendo quanto ao risco. Em que pese não seja muito utilizada, a *Joint Venture* é adotada na Venezuela e foi adotada na Nigéria entre as décadas de 1970 e 1990, havendo, ainda, previsão legal de sua utilização em Angola, em que pese não haja na prática nenhum contrato dessa espécie por lá (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 24).

Pelo fato de serem regimes de importância secundária, assim como pelo fato de não serem adotados no Brasil, o Contrato de Serviços e a *Joint Venture* não serão utilizados na comparação feita adiante, restrita aos regimes de concessão e partilha, os mais importantes em termos mundiais e os adotados pela legislação brasileira.

Um elemento a ser considerado como essencial para análise dos regimes jurídicos dos respectivos países é o chamado *government take*, que significa justamente a fatia da produção apropriada pelo respectivo Estado hospedeiro, aí se incluindo a tributação convencional e as participações governamentais ou rendas petrolíferas.

Verifica-se que há uma relação inversa entre o risco de produção e o *government take*. Quanto menor o risco do empreendimento, maior é o *government take*, justamente porque, quando o risco é maior, surge o interesse dos estados hospedeiros em atrair os investimentos das empresas multinacionais oferecendo-lhes parcelas maiores de renda no caso de descoberta.

Existe ainda uma outra relação no tocante ao regime de contratação. Verifica-se que o regime de contratação predileto das companhias petrolíferas é a concessão, ao passo que a predileção dos estados hospedeiros é pelo regime de partilha. Isto porque a apropriação do petróleo e do gás propicia sua exploração e negociação no mercado internacional, bem como a alimentação das etapas a montante<sup>118</sup> da cadeia produtiva, o que justifica empresa e estado preferirem essa espécie de remuneração.

Sendo assim, pelo mesmo raciocínio feito com relação ao *government take*, quando maior o risco de exploração, a tendência de adoção do regime de concessão é também maior, a fim de estimular o ingresso das Companhias Petrolíferas na região.

Esse fator pode também ser determinado a partir do nível de influência que as empresas e os governos dos países nos quais são sediadas exercem sobre os governos locais.

As grandes empresas de petróleo são oriundas de países desenvolvidos, sejam os Estados Unidos, sejam países europeus, com exceção das estatais dos países produtores e da China, que passaram a ocupar espaço recentemente, como observado no tópico relativo ao desenvolvimento histórico do setor.

Os países desenvolvidos, sendo fortemente industrializados, e por isso grandes consumidores de petróleo, têm pleno interesse no controle das reservas dos países produtores, na sua maioria subdesenvolvidos, não industrializados e, portanto, com baixo consumo. Assim, os países considerados grandes produtores são autossuficientes em petróleo e destinam boa parte de sua produção para alimentar, via exportação, a necessidade de consumo dos países industrializados. Estes, por sua vez, possuem as grandes empresas multinacionais de exploração

---

<sup>118</sup> “O petróleo apresenta ainda outras especificidades: trata-se de recurso não-renovável, altamente estratégico e sua exploração envolve o domínio de tecnologia de ponta. As corporações que operam no setor atuam de modo globalizado, organizando o espaço de maneira seletiva e extrovertida. As áreas produtoras funcionam como campos de fluxos, onde se articulam sofisticadas redes de unidades industriais, portos, dutos, aeroportos, bens, homens e informações. Não são, portanto, empreendimentos voltados a promover o desenvolvimento *regional*” (PIQUET, 2007, p. 22-23).

e produção, que têm grande capacidade financeira para investimento e alta tecnologia, e com atuação nos países produtores, sujeitando-se aos regimes locais<sup>119</sup>.

Caso as companhias internacionais se sujeitem a um *government take* maior, ou mesmo a um regime jurídico mais severo, por óbvio que o custo dos derivados nos países de origem também aumentará, o que não interesse aos respectivos governos, razão pela qual a atuação associada entre Companhia Petrolífera internacional e seu respectivo governo, a fim de exercerem influência nos governos dos países produtores não é fato raro, inclusive se observadas as recentes guerras no oriente médio.

Por outro lado, não se pode ignorar a conveniência, para os governos locais, da presença das companhias petrolíferas internacionais. Usualmente, sendo países subdesenvolvidos, não possuem capacidade financeira para suportar os altíssimos investimentos necessários às atividades de exploração e produção de petróleo, bem como não dominam a alta tecnologia empregada nas atividades. Sendo assim, é interessante, observando os níveis de risco associados à exploração e produção de cada país, definir o regime de contratação e o *government take* de modo a tornar atrativo o ingresso das companhias petrolíferas na região e, ao mesmo tempo, possibilitar o acúmulo de capital e de tecnologia na estatal local a fim de possibilitar não apenas a autossuficiência na produção, mas também na atividade industrial<sup>120</sup>.

Não se deve deixar de considerar que o desenvolvimento industrial por uma empresa estatal apresenta inúmeras dificuldades relacionadas às falhas de governo, debatidas em tópico anterior. Assim, instituir um monopólio estatal para explorar o mercado não garante sucesso nos investimentos. Nesse caso, a tendência é, com o tempo, a estatal deixar de se tornar competitiva e compelir o estado a uma nova situação de dependência das multinacionais, não pela ausência de petróleo para prospectar, mas de tecnologia e recursos para custear os investimentos.

---

<sup>119</sup> “As sucessivas crises de petróleo pós 1960 decorrem do fato de que as maiores reservas daquele hidrocarboneto situam-se em continentes, regiões e países de economia incipiente que pouco necessitam dos derivados do petróleo, para fins energéticos, enquanto os principais países consumidores (EUA, Comunidade Européia e Japão) possuem pequenas reservas daquele produto em seus respectivos territórios, necessitando importá-lo dos países produtores, estes detentores das grandes reservas e principais exportadores” (BARRETO, 2005, p. 10).

<sup>120</sup> “Em síntese, a informação assimétrica pode resultar na não efetivação de relações econômicas socialmente desejáveis (seleção adversa) ou em práticas indesejáveis, em desacordo com os termos negociados pelas partes (risco moral). Em outras palavras, contratar é uma atividade custosa e, portanto, o modelo de se proceder a contratação é relevante para atenuar esses custos, com efeitos diretos sobre o desempenho econômico” (ZYLBERSZTAJN; SZTAJN; AZEVEDO, 2005, p. 114).

Dessa forma, o *government take* e o regime de contratação impactam diretamente no nível de desenvolvimento da indústria local, sendo, por essa razão, interessante uma abordagem, ainda que sucinta, sobre os regimes jurídicos adotados em alguns países produtores de petróleo.

Como amostragem dessa análise, foram escolhidos quatro países, dois nos quais o regime utilizado é o de concessão, e outros dois nos quais o regime utilizado é o de partilha.

Coincidência ou não, o fato é que, dentre os países analisados, os que adotam o regime de concessão possuem padrões de produtividade bem mais elevados, assim como, em geral, são países mais desenvolvidos e com condições de vida bem melhores para a população. São eles os Estados Unidos e os Emirados Árabes Unidos.

Como exemplo do regime de partilha, Angola e Indonésia foram os exemplos escolhidos.

Por não serem o foco do trabalho, não serão analisados outros regimes jurídicos adotados por grandes países produtores, como o contrato de serviços, utilizado pela Arábia Saudita e México, e as *joint ventures*, utilizadas pela Venezuela.

Para esse tópico, foi bastante útil o estudo patrocinado pelo BNDES, que, por meio da Chamada Pública BNDES/FEP nº 01/2008, escolheu o consórcio Bain & Company e TozziniFreire Advogados para elaborar estudos e relatórios a respeito de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás no Brasil.

## 5.1 O REGIME DE CONTRATAÇÃO NOS ESTADOS UNIDOS

O sistema de contratação para as atividades de exploração e produção norte americano é o de concessão, também denominado de *lease*, possuindo a peculiaridade de não haver nenhuma empresa petrolífera estatal, nem tampouco participação governamental nas atividades industriais, o que aliás é uma marca da economia liberal americana. Ademais, como efetivamente a organização política norte americana utiliza o formato de uma federação, em muitas situações a regulamentação da atividade é feita a partir das legislações estaduais.

As cortes americanas usualmente consideram como fatores inerentes à natureza do lease:

*(a) The amount of monetary consideration of the instrument. (b) the form of granting clause. (c) the reservation of payments out of production. (d) The presence or absence of an express duty to develop. (e) The term of the grant. (f) The presence of easements for development and use of equipment. (g) The presence of an obligation to drill a well. (h) The right to remove fixtures. (i) Provision for termination (ANDERSON et al, 2004, p. 212-213)<sup>121</sup>.*

Sobre o sistema americano de lease, a literatura especializada observa:

*The oil and gas lease is the central document in oil and gas development. Lessors generally grant leases on one of hundreds of printed forms, the terms of which vary substantially; there is no 'standard form'.*

*Form similarities are much more important than the differences, however. First, most courts treat oil and gas leases as both conveyances and contracts. A lease is a conveyance, because it is the instrument by which the mineral owner conveys a property right to an oil company to explore for and produce oil and gas, reserving a royalty interest in production. A lease is a contract because the oil company accepts the right to explore and produce, burdened by certain express and implied promises. Second, leases generally are executed like deeds, by lessors and not by lessees. (...) Third, although in many states consideration is not required to support the grant of a lease, lessors are generally paid a bonus for executing the lease, a payment that may range from a dollar to thousands of dollars per acre leased.<sup>122</sup> (LOWE, ANDERSON, SMITH e PIERCE, 2002, p. 125).*

Os Estados Unidos adotam o regime fundiário ou de acessão de propriedade do subsolo, no qual a propriedade da superfície se estende para o respectivo subsolo, aí se incluindo os recursos minerais.

<sup>121</sup> Livre tradução: “(a) a quantia em direito proposta no contrato. (b) a forma da cláusula da oferta. (c) a garantia de pagamento mesmo sem produção. (d) A presença ou ausência de um dever expresso para desenvolver. (e) O prazo da concessão. (f) A presença de servidões para o desenvolvimento e utilização de equipamentos. (g) A presença de uma obrigação de perfurar um poço. (h) O direito de remover as instalações. (i) Previsão para rescisão”.

<sup>122</sup> Livre tradução: “O *lease* é o documento central no desenvolvimento de petróleo e gás. O concessionário geralmente adjudica *leases* em uma das centenas de formas previstas, cujos termos variam substancialmente, não havendo forma 'padrão'.

Entretanto, as semelhanças entre as formas são muito mais importantes do que as diferenças. Primeiro, a maioria dos tribunais tratam o *lease* de petróleo e gás simultaneamente como uma transferência de propriedade e como um contrato. O *lease* é uma transferência de propriedade porque é o instrumento pelo qual o proprietário mineral transmite um direito de propriedade a uma empresa de petróleo para a exploração e produção de petróleo e gás, reservando para si uma parcela de *royaltie* sobre a produção. O *lease* é um contrato porque a companhia de petróleo aceita o direito de explorar e produzir, obrigada por promessas expressas e implícitas. Segundo, os *leases* geralmente são executados por meio de ações do concessionário, e não do concedente. [...] Terceiro, embora em muitos estados a barganha não é requisito para adjudicação de um *lease*, concessionários geralmente pagam um bônus para a execução do contrato, um pagamento que pode variar de um dólar a milhares de dólares por acre”.

A adoção do regime fundiário ou de acessão implica numa consequência muito importante no *government take*, que é a titularidade dos *royalties*. Sendo a propriedade do subsolo uma extensão da propriedade do solo, é de se concluir que o óleo e gás nas reservas pertencem ao proprietário do solo, sendo, por essa razão, a ele devidos os *royalties* incidentes sobre a produção.

Dessa forma, a participação estatal na produção dos campos Americanos se restringe à tributação ordinária, uma vez que os *royalties* são devidos ao proprietário do solo, de modo a se tornar incorreta, para essa realidade, a utilização da expressão “participações governamentais” para lhes designar. O Estado será titular dos *royalties* quando a produção ocorrer em terras estatais, mas essa apropriação não decorre da condição estatal, mas da condição de proprietário. Nos EUA, entretanto, quase um terço do território é composto por terras públicas federais<sup>123</sup> (LOWE, ANDERSON, SMITH e PIERCE, 2002, p. 838).

O contrato de *lease*, nessa perspectiva, dispõe, a título de exceções sobre a produção, a respeito do direito ao bônus, do direito aos aluguéis (*delay rentals*), o direito aos *royalties*, e sobre outros direitos eventualmente incidentes (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 142).

É certo também que, em que pese a não exploração direta da atividade pelo Estado, há grande preocupação na legislação americana com o abastecimento interno, havendo instrumentos que venham a garantir a autossuficiência nacional, como a restrição às exportações do óleo produzido no país e a possibilidade de aquisição compulsória, pelo governo, de parte da produção, convertendo o pagamento de *royalties* ou tributos em apropriação do equivalente em óleo produzido.

A seção 27 do *Outer Continental Shelf Lands Act* trata da compra federal de óleo e gás, prevendo a possibilidade do Secretário do interior determinar que os *royalties*, ou parte do imposto de renda, ou ambos, sejam pagos em óleo<sup>124</sup>, ao passo que a seção 28 do mesmo

---

<sup>123</sup> “Federal public lands comprise over 662 million acres about 30 percent of the total land area of the fifty states”  
Livre tradução: Terras públicas federais compreendem mais de 662 milhões de acres de cerca de 30 por cento da área total dos 50 estados.

<sup>124</sup> “Except as may be necessary to comply with the provisions of sections 6 and 7 of this Act, all royalties or net profit shares, or both accruing to the United States under any oil and gas lease issued or maintained in accordance with”.

diploma trata da necessidade de prévia autorização para exportação do óleo produzido na plataforma continental<sup>125</sup>.

São, ao todo, quatro sistemas jurídicos distintos utilizados nos EUA, a depender do local onde se realiza a produção. Em nível federal, as atividades do *upstream* são reguladas pelo *Department of Interior*, que, a depender do setor, exerce suas atribuições por meio do *Bureau of Land Management (BLM)*, do *Bureau of Indian Affairs (BIA)*, ou do *Mineral Management Service (MMS)*. Não sendo a produção em terras federais ou em terras indígenas, a regulamentação está a cargo do respectivo Estado-membro onde se localize a produção.

De uma forma geral, o sistema norte americano tem por princípio estimular a produção interna, a fim de atender à crescente demanda nacional, diminuindo a dependência das importações. Para isso, o *government take* americano é um dos menores no mundo, e as exações via de regra são regressivas, a fim de estimular a produção em grandes volumes.

#### 5.1.1 *Lease Mineral – Produção onshore em terras de propriedade do governo federal*

Quando a atividade petrolífera ocorrer em terras de domínio do governo federal, é regulamentada pelo *Mineral Leasing Act*, de 1920, que trata da concessão de terras públicas para o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de carvão, petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, fosfatos, sódio, enxofre e potássio.

A atividade é regulamentada pelo *Bureau of Land Management (BLM)*, órgão do *Department of the Interior*<sup>126</sup>, que avalia as áreas com potencial de produção e arrenda às empresas que oferecerem o maior lance de bônus na licitação<sup>127</sup>, consistente num pagamento em

<sup>125</sup> “*LIMITATION ON EXPORT.—(a) Except as provided in subsection (d) of this section, any oil or gas produced from the outer Continental Shelf shall be subject to the requirements and provisions of the Export Administration Act of 1969 (50 App. U.S.C. 2401 et seq.)*”

<sup>126</sup> Muitas informações sobre o regime jurídico da atividade podem ser obtidas no site oficial do *Bureau of Land Management (BLM)*: [http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil\\_and\\_gas/leasing\\_of\\_onshore.html](http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil_and_gas/leasing_of_onshore.html). Acesso em: 12/06/2012.

<sup>127</sup> Conforme a Seção 17 do *Mineral Leasing Act*: “*Sec.17. That all unappropriated deposits of oil or gas situated within the known geologic structure of a producing oil or gas field and the unentered lands containing the same, not subject to preferential lease, may be leased by the Secretary of the Interior to the highest responsible bidder by competitive bidding under general regulations to qualified applicants in areas not exceeding six hundred and forty*

dinheiro pela assinatura do contrato, denominado de *Mineral Lease*, bem como na fixação de um percentual de *royalties* nunca inferiores a 12,5% do valor da produção.

A seção 13 do *Mineral Leasing Act* ainda prevê que o Secretário do Interior pode decidir pela contratação direta de uma empresa petrolífera, desde que obedecidas as condições estabelecidas na seção 13 do *Mineral Leasing Act*<sup>128</sup>, quais sejam: período não inferior a dois anos, área de no máximo 2560 (dois mil quinhentos e sessenta) acres, os depósitos devem pertencer aos Estados Unidos, não podem se localizar dentro de uma estrutura geológica conhecida como potencialmente produtora de óleo e gás, e as perfurações devem começar no máximo em seis meses da concessão da permissão.

Portanto, não há direito à exploração, esse direito é adquirido a partir de um consentimento do governo, materializado no contrato de concessão – *lease*. Nessa modalidade de contratação, todos os riscos da atividade correm por conta do contratado, que se obriga a executar as atividades exploratórias sob pena de rescisão contratual.

No *Lease* mineral é devida uma compensação pelo concessionário ao governo pelo privilégio de extrair minerais em terras públicas federais. Esse contrato é composto de 10 (dez) períodos de um ano e além da tributação convencional incide as seguintes participações governamentais: 1) bônus, consistente num lance em dinheiro ofertado na licitação; 2) *rental*, consistente numa remuneração pela utilização da área num montante de US\$ 1,50 (um dólar e meio) por acre nos primeiros cinco anos e US\$ 2,00 (dois dólares) nos anos seguintes e 3)

---

*acres and in tracts which shall not exceed in length two and one-half times their width, such lease to be conditioned upon the payment by the lessee of such bonus as may be accepted and of such royalty as may be fixed in the lease, which shall not be less than 12 1/2 per centum in amount of values of the production, and the payment in advance of a rental of not less than \$1 per acre per annum thereafter during the continuance of the lease, the rental paid for any one year to be credited against the royalties as they accrue for that year. Leases shall be for a period of twenty years, with the preferential upon such reasonable terms and conditions as may be prescribed by the Secretary of the Interior, unless otherwise provided by law at the time of the expiration of such periods. Whenever the average daily production of any oil well shall not exceed ten barrels per day, the Secretary of the Interior is authorized to reduce the royalty on future production when in his judgment the wells can not be successfully operated upon the royalty fixed in the lease. The provisions of this paragraph shall apply to all oil and gas leases made under this Act”.*

<sup>128</sup> “Sec.13. That the Secretary of the Interior is hereby authorized, under such necessary and proper rules and regulations as he may prescribe, to grant to any applicant qualified under this Act a prospecting permit, which shall give the exclusive right, for a period not exceeding two year, to prospect for oil or gas upon not to exceed two thousand five hundred and sixty acres of land wherein such deposits belong to the United States and are not within any known geological structure of the producing oil and gas field upon condition that the permittee shall begin drilling operations within six months from the date of the permit, and shall , within one year from and after the date of permit, drill one or more wells for oil or gas to a depth not less than two thousand feet unless valuable deposits of oil or gas shall be sooner discovered”.

*royalties*, consistente no pagamento pela concessionária de 12,5% do valor bruto do óleo e gás produzido no respectivo campo.

Nessa modalidade de *lease* as atividades contratadas são divididas em duas etapas:

- a) A primária, referente ao período de exploração, que consiste na realização de atividades prévias à produção, como a realização de testes geofísicos, perfuração de poços para realização de testes e obtenção de licenças para início da produção. Essa fase tem um prazo estipulado no contrato e é atribuída à empresa concessionária a obrigação de pagar um aluguel (*rental*) pela utilização da área;
- b) A secundária, relativa ao período de produção, que se inicia após a declaração de comercialidade do campo e sua produção em níveis rentáveis.

Antes da assinatura do contato de lease, duas etapas lhe são precedentes: a) *Land Use Planning*, ou ordenamento do território, consistente na identificação das áreas que são passíveis de produção e quais não são, por razões ambientais ou urbanísticas, por exemplo; b) a *Parcel Nominations and Lease Sales*, por meio do qual os agentes indicam parcelas de terras de interesse para que sejam postas à disposição do mercado por meio de leilão, cuja decisão compete ao *Bureau of Land Management (BLM)*.

Após o leilão e a celebração do contrato de lease, inicia-se a etapa de exploração, que engloba a *Well Permitting and Development*, consistente na obtenção das autorizações e licenças, inclusive ambientais, para início da produção, cuja responsabilidade é da contratada e sem as quais a produção não pode começar.

Na etapa de produção, chamada também de *Operations and Production Monitoring, Inspection and Enforcements*, preocupações ambientais são bastante rigorosas, aí se incluindo a exigência de perturbação mínima da superfície, com os padrões definidos na licença de perfuração, bem como na observância dos padrões de operação adequados, submetidos a rigorosa e periódica fiscalização do *Bureau of Land Management (BLM)*, que fiscaliza também o cálculo dos *royalties*.

Após o fim da produção, segue-se a etapa de recuperação e abandono de campo, ou *Reclamation and Abandonment*. Na verdade, medidas dessa natureza se iniciam antes mesmo do

desenvolvimento, e se prolongam até a saída da área, e envolve a restauração de ecossistemas, hidrologia e *habitats* da vida selvagem, reconstruindo ao máximo possível as condições anteriores ao início das atividades, cabendo ao *Bureau of Land Management (BLM)* definir quando o programa de recuperação já alcançou seu sucesso.

### 5.1.2 *Lease Mineral – Produção offshore em águas de propriedade do governo federal*

A atividade *offshore em águas federais* é regulamentada pela *Outer Continental Shelf Lands Act – OCSLA*, de 1953, que atribuiu à *MMS – Minerals Management Service*, agência do governo federal americano, mais precisamente do *United States Department of the Interior*, a atividade de regular o setor, que divide a produção na plataforma continental em três regiões: Alaska, Golfo do México e Oceano Pacífico.

A regulamentação da produção *offshore* em águas de propriedade do governo federal é bastante similar com aquela promovida para as regiões terrestres. Para regulamentar a produção em regiões marítimas, o *Mineral Management Service (MMS)* promove as concessões, ou *leases*, levando em conta o mesmo modelo do *Bureau of Land Management (BLM)*, merecendo destaque apenas algumas diferenças.

Enquanto na produção terrestre a segunda fase, de produção, se inicia com a declaração de comercialidade do campo, na produção marítima se inicia com as operações de perfurações de poços, independentemente de sua comercialidade, e se estende enquanto for possível a produção, e não até o limite de rentabilidade do campo, como no caso *onshore*.

Outra diferença reside na exclusividade das atividades. Na produção *offshore* em águas federais é permitida a qualquer agência dos Estados Unidos ou qualquer pessoa autorizada pelo Secretário do Interior, a realização de pesquisas e estudos geofísicos ou geológicos, desde que não atrapalhe as atividades de produção da concessionária (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 148).

### 5.1.3 *Lease Mineral – Produção onshore e offshore em áreas definidas como dos Estados*

Em regra, a regulamentação da produção de óleo e gás nos Estados Unidos é feita pelos respectivos Estados em que se localiza a produção, salvo se ela ocorrer em territórios federais ou naqueles considerados de propriedade indígena, pois se submeterão a regime jurídico próprio.

No tocante às atividades exercidas na plataforma continental, observe-se que nos EUA é propriedade do Estado-membro a faixa de terra que se estende por 03 (três) milhas náuticas ou 06 (seis) quilômetros contados a partir da costa<sup>129</sup>, cabendo-lhe a definição a respeito da contratação nessa região.

Nessa perspectiva, a produção localizada em terras estaduais se submete à respectiva legislação estadual, que observa, ao menos em linhas gerais, a formatação de *lease* ou concessão para a contratação.

### 5.1.4 *Lease Mineral – Produção onshore em áreas indígenas*

A produção de petróleo e gás em terras indígenas é regulamentada pelo *Bureau of Indian Affairs – BIA*, órgão do *U.S. Department of the Interior*, e utiliza sistemática bastante semelhante ao do *Bureau of Land Management (BLM)*, que regulamenta a produção *onshore* em terras do Governo Federal. Algumas diferenças são verificadas entre os regimes, especialmente quanto à participação das lideranças indígenas no processo de regulamentação e instalação da atividade em suas terras, especialmente na obtenção de licenças e condições de aprovação para proteção de superfície.

O *Bureau of Indian Affairs – BIA* intermedia as relações entre a empresa produtora e a comunidade indígena, com a finalidade de proteger seus direitos e interesses, inclusive, escolhendo, por livre e direta negociação, a empresa produtora.

---

<sup>129</sup> Com exceção do Texas e da Flórida, para quem essa faixa é de 09 (nove) mil milhas náuticas, ou 17 (dezesete) quilômetros.

As tribos indígenas adquiriram a propriedade de imóveis por várias maneiras, principalmente: a) títulos primitivos; b) tratados; c) ato do Poder Executivo; d) ato do Congresso; e) compra; e reconhecimento do direito indígena por governos anteriores (LOWE; ANDERSON; SMITH; PIERCE, 2002, p. 838).

## 5.2 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DOS EMIRADOS ÁRABES

Os Emirados Árabes Unidos – EAU são uma federação de Estados com bastante independência, nações islâmicas e de língua árabe, e, juntos, representam a sexta maior reserva de petróleo do mundo. São eles: *Abu Dhabi*, *Dubai*, *Sharjah*, *Ajman*, *Umm al-Quwain*, *Ras al-Khaimah* e *Fujairah*. É um país, em que pese a forte relação do estado com a religião, marcado por uma economia pujante e alto grau crescimento e desenvolvimento. Em que pese a dependência do petróleo e gás (cerca de 40% do PIB), a diversificação da matriz econômica tem sido uma estratégia bastante exitosa no sentido de utilizar as riquezas do petróleo a fim de depender cada vez menos delas, assim como preparar o país para a fase pós exaustão das reservas.

Politicamente, apesar da origem árabe, os Emirados Árabes Unidos são aliados dos países do ocidente, tendo cooperado, inclusive, com as operações militares pós 11 de setembro. A relação com os países ocidentais extrapola a aliança política e se estende para a economia, que procura se fundar nos pilares da economia de mercado, representando na região um dos principais atrativos de grandes investimentos estrangeiros.

Nos EAU é também utilizado o regime de concessão para produção de petróleo e gás, que tem no emirado de *Abu Dhabi* o seu maior produtor, seguido por *Dubai*. Nos dois maiores emirados produtores, desde 1974, que marcou o processo de nacionalização da produção na região, há a presença de empresas estatais na atividade, a *Abu Dhabi National Oil Company – ADNOC*<sup>130</sup> e a *Dubai Petroleum Establishment – DPE*. Em *Abu Dhabi*, por exemplo, a presença

---

<sup>130</sup> A ADNOC atua em todos os segmentos da cadeia produtiva, por meio de suas subsidiárias. 1) Exploração e produção: *ADCO – Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operation*, *ADMA/OPCO – Abu Dhabi Marine Operating Company*, *ZADCO – Zakum Development Company*; 2) Processamento de óleo e gás: *Abu Dhabi Gas Industries*

estatal na produção não excluiu a participação privada, como da Shell, BP, ExxonMobil e Total, que detém participações minoritárias nas três empresas responsáveis pela produção (ADMA, ADCO e ZADCO), todas controladas pela estatal, que possui 60% do controle acionário. Nos demais emirados, a produção é feita em regime de concessão sem a presença de empresas estatais (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 170).

Em *Abu Dhabi*, a regulação do setor é feita pelo *Supreme Petroleum Council*, criado pela Lei n.º 1/88, ao passo que em Dubai tal papel é acumulado pela própria *Dubai Petroleum Establishment – DPE*.

É de se ressaltar, como já observado no tópico destinado ao histórico do setor, que da década de 30 até a década de 70, o desenvolvimento da indústria petrolífera no oriente médio se deu graças às concessões celebradas com as multinacionais, que viabilizaram os investimentos necessários para tanto. A partir de então, com a consolidação do setor, o reforço considerável na demanda e a alta rentabilidade, a região passou por um processo de estatização da produção, especialmente com a criação de grandes empresas petrolíferas nacionais que explorariam os campos em regime de monopólio ou de privilégio, em que pese em muitos casos fosse possível um *mix* de investimentos com o setor privado.

De fato, a lucratividade e o poderio dado às multinacionais na região até a década de setenta, por meio de contratos de longa duração que englobavam áreas gigantescas, atribuía às concessionárias amplo controle sobre as atividades de produção e enormes margens de lucro. Na década de setenta, com a alteração no cenário político e econômico mundial, os contratos passaram a ser alterados a fim de aumentar enormemente o *government take* e o poder gerencial do Estado sobre as reservas, bem como fomentando a concorrência entre as empresas produtoras, o que gerou um cenário contratual bem mais favorável ao país hospedeiro, que negociava livremente os contratos com as empresas.

---

*Limited (GASCO), Abu Dhabi Gas Liquefaction Company Limited (ADGAS), Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) e Abu Dhabi Gas Development Co. Ltd. (Al Hosn Gas); 3) Serviços para a exploração e produção: National Drilling Company (NDC), ESNAAD e Abu Dhabi Petroleum Ports Operating Company (IRSHAD); 4) Química e petroquímica: Ruwais Fertilizer Industries (FERTIL), Abu Dhabi Polymers Company Limited (BOROUGE) e ADNOC Linde Industrial Gases Company Ltd. (ELIXIER); 5) Transporte marítimo: Abu Dhabi National Tanker Company (ADNATCO) e National Gas Shipping Company (NGSCO) e 6) Distribuição de produtos refinados: ADNOC Distribution (fonte: <http://www.adnoc.ae/content.aspx?newid=247&mid=247>. Acesso em: 10/12/2012).*

Atualmente a Constituição dos EAU confere ao Estado toda a propriedade dos recursos naturais, cuja destinação é objeto de decisão a ser tomada pelo respectivo ente federado onde se localizar o bem. Assim, a legislação a respeito da produção de petróleo e gás é própria em cada emirado, não havendo uma legislação federal sobre o tema.

Em *Abu Dhabi*, maior produtor, não há uma legislação específica para produção de petróleo e gás, sendo as condições gerais estabelecidas a partir da livre negociação em cada contrato. Merece registro, entretanto, o *Abu Dhabi Income Tax Decree of 1965*, que trata dos *royalties* e da tributação; a Lei n.º 12/73, que trata dos portos de petróleo; a Lei n.º 8/78, que cuida da conservação das reservas de petróleo e a Lei n.º 4/76, que trata sobre a propriedade do gás natural (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 177-178).

Após a descoberta num campo concedido, o governo pode adquirir 60% (sessenta por cento) de todos os direitos e obrigações da concessão. Originariamente, duas grandes concessões foram feitas em *Abu Dhabi* em 1930 e 1950, englobando toda produção terrestre e marítima, que, sendo alteradas gradativamente no tempo, desaguaram no cenário atual, com três grandes concessões controladas em 60% (sessenta por cento) pelas estatais subsidiárias da ADNOC: 1) a ADCO, com participação privada da BP (9,5%), da Royal Dutch Shell (9,5%), da Total (9,5%) e da ExxonMobil (9,5%) e Partex (2%); 2) ADMA/OPCO, com participação privada da BP (14,67%), da Total (13,33%) e da JODCO (12%); 3) ZADCO, com participação privada da ExxonMobil (28%) e da JODCO (12%). As duas primeiras concessões exaurem seu prazo respectivamente em 2014 e 2018 (WEBB, 2012).

Na concessão incide a tributação sobre a renda, que varia entre os percentuais de 55% (cinquenta e cinco por cento) até 85% (oitenta e cinco por cento), conforme o *Abu Dhabi Income Tax Decree of 1965*. A progressão da alíquota do imposto de renda varia progressivamente de acordo com o volume de produção, sendo de 54% (cinquenta e quatro por cento) para produção até 100000 (cem mil) barris por dia, 65% (sessenta e cinco por cento) para produção entre o valor anterior e 200000 (duzentos mil) barris por dia, e 85% para produção acima desse último patamar (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 186).

Além da tributação, há a incidência dos *royalties* em percentuais que giram em torno de 12,5% (doze e meio por cento) do petróleo produzido, ou 16% (dezesesseis por cento) caso a

produção alcance 100000 (cem mil) barris por dia, ou 20%, caso a produção alcance 200000 (duzentos mil) barris por dia. Além disso, são cobrados bônus de diversas naturezas e em momentos diversos, como na assinatura do contrato, no início da produção, após uma descoberta, etc. São também cobrados arrendamentos anuais após cada aniversário de assinatura do contrato ou da descoberta, por exemplo, conforme definido no contrato (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 180).

As empresas contratadas assumem a obrigação de realizar investimentos nas atividades de exploração em valores fixos, livremente negociados na celebração do contrato, e, em caso de descoberta, o governo é informado, inclusive para exercer seu direito de aquisição de parte do negócio.

Desse modo, a utilização do sistema de concessão, em que pese a grande intervenção estatal, permite a captação de investimentos privados e estrangeiros para o início das atividades, sem que o governo precise realizar qualquer sorte de investimentos. No início das atividades da concessão, além dos investimentos ficarem a cargo da empresa petrolífera, o governo cobra a realização desses investimentos e ainda recebe os bônus e os alugueis, sem sequer ser iniciada a produção.

É preciso lembrar ainda que, mesmo nesse cenário, no caso de uma descoberta, é facultado ao governo adquirir 60% (sessenta por cento) dos negócios relativos à concessão, registre-se, a preço de custo.

Percebe-se, ao contrário do verificado no direito americano, a preocupação com o controle das reservas e desestímulo ao crescimento desenfreado da produção, mediante a instituição de alíquotas progressivas de acordo com o volume de produção, e a possibilidade de aumento do controle estatal sobre o negócio, mediante a aquisição compulsória.

Tal diferenciação pode se justificar pelo fato de que a economia americana, mais especificamente seu PIB, não está centrado na produção de petróleo, sendo a maior preocupação do setor a autossuficiência do país para abastecimento do mercado interno, dependendo cada vez menos das importações e, conseqüentemente, dos países produtores.

Já nos EAU, o PIB está centrado na produção petrolífera e, por mais medidas que sejam tomadas em sentido contrário, a dependência que o país tem da atividade recomenda medidas de manejo e gerenciamento da produção a fim de melhor aproveitar as jazidas e prolongar ao máximo a atividade. No seu caso, o mercado interno é facilmente atendido, sendo a maior parte de sua produção destinada à exportação, especialmente para os países asiáticos, o que gera o imenso ingresso de divisas no país, do que decorre a dependência do país com relação ao setor.

### 5.3 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DA REPÚBLICA DE ANGOLA

De 1975, quando se tornou independente de Portugal, até 2002, Angola esteve imersa numa violenta e sangrenta guerra civil em torno do poder no país. Com a eclosão do conflito, praticamente a totalidade de mão de obra qualificada abandonou o país, o que o lançou num período de atraso e destruição.

Em 2002, o MPLA o Movimento Popular de Libertação de Angola, que até então vinha exercendo o poder político no país sob orientação leninista-marxista, com uma economia planificada, decidiu rever suas bases e partir para uma estrutura democrática, pluripartidária e com economia de mercado, o que abriu espaço para cessação da guerra civil e integração das outras duas forças políticas, até então em guerrilha, ao cenário político, a Frente Nacional de Libertação de Angola (FNLA) e a UNITA – União Nacional para a Independência Total de Angola. Esta última tinha no seu líder, Jonas Savimbi, a maior referência.

A morte de Savimbi possibilitou definitivamente a celebração de paz e a reestruturação gradual do país, que, a essa altura estava destruído, física e socialmente, e afundado num universo profundo de corrupção.

A economia angolana é fortemente dependente do petróleo, que supera 50% (cinquenta por cento) do PIB, e, desde 1976, a Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola – SONANGOL é a estatal que atua no setor, e que possui diversas subsidiárias que atuam em toda cadeia produtiva. Na atividade de regulação, o Ministério dos Petróleos executa a política

nacional e coordena, supervisiona e controla toda a atividade petrolífera. É o ministério também quem define as áreas das concessões.

São atribuições do Ministério dos Petróleos<sup>131</sup>:

- a) Formular as bases gerais da política petrolífera nacional, elaborar e propor o plano de desenvolvimento petrolífero de acordo com o Plano Nacional e assegurar o controle e fiscalização da sua execução;
- b) Promover a realização de estudos de inventariança das potencialidades petrolíferas do País;
- c) Estudar e propor legislação reguladora das atividades do Sector dos Petróleos;
- d) Propor e velar pela execução das ações que se enquadram na política do Governo relativamente às indústrias respectivas, orientando a estratégia e a atividade do Sector e estimulando as iniciativas empresariais;
- e) Estudar e propor medidas necessárias à realização dos objetivos nacionais relacionados com o conhecimento, valorização, utilização racional e renovação das reservas petrolíferas do País;
- f) Promover a estruturação do Sector dos Petróleos.

Em 1950 foram feitas as primeiras descobertas na região de Cabinda, e em 1955 foi celebrada a primeira concessão com a *CABGOC – Cabinda Gulf Oil Company*, atualmente subsidiária da Chevron, para operar o “Bloco 0”, com reservas de mais de 5 bilhões de barris. Esse é o único contrato relevante de concessão em Angola, sendo os demais em que a SONANGOL se relaciona com as multinacionais contratos de *joint ventures* ou de partilha de produção (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 246).

Em 2010 foi promulgada a nova Constituição angolana, que no seu art. 16, que trata dos recursos naturais, os define como de propriedade do Estado:

Os recursos naturais, sólidos, líquidos ou gasosos existentes no solo, subsolo, no mar territorial, na zona económica exclusiva e na plataforma continental sob jurisdição de Angola são propriedade do Estado, que determina as condições para a sua concessão, pesquisa e exploração, nos termos da Constituição, da lei e do Direito Internacional.

---

<sup>131</sup> Fonte: <http://www.minpet.gov.ao/Institucionais/Atribuicoes.aspx>. Acesso em: 12/12/2012.

Na mesma trilha, o art. 95, 1, “d”, estabelece como de domínio público os recursos naturais existentes no subsolo:

1. São bens do domínio público:

[...]

d) Os jazigos minerais, as nascentes de água minero-medicinais, as cavidades naturais subterrâneas e outros recursos naturais existentes no solo e subsolo, com exceção das rochas, terras comuns e outros materiais habitualmente utilizados como matéria-prima na construção civil;

A Lei n.º 10/2004, atualmente, regula o setor petrolífero no tocante à exploração e produção, consolidando o regime de partilha como modelo de contratação e, no mesmo sentido da norma constitucional, estabelece a propriedade pública dos recursos naturais do subsolo. O seu art. 4º atribui à SONANGOL todos os direitos minerários, vedando sua alienação, e condicionando seu exercício à celebração de uma concessão ou uma licença de prospecção, cuja competência para emissão é do Ministério (art. 8º).

O art. 44 da Lei n.º 10/2004 permite à SONANGOL optar por explorar um campo sozinha, quando lhe será atribuída a concessão por meio de Decreto, ou se associar com parceiro privado, por meio de contrato de concessão, definido também por meio de decreto, cujo parceiro pode ser escolhido por meio de concurso público, ou por contratação direta, neste último caso, apenas se deserta a licitação ou no caso da proposta vencedora do certame ser considerada insatisfatória pelo Ministério.

A concessão envolve duas fases, o período de pesquisa, que compreende pesquisa e avaliação, e o período de produção, que engloba o desenvolvimento e a produção. Segundo o art.18 da Lei n.º 10/2004, os riscos da fase de exploração correm por conta da empresa que se consorciar com a SONANGOL, o que não se aplica caso a estatal decida por explorar o campo por conta própria.

Desse modo, as empresas privadas só podem atuar no mercado caso consorciadas com a SONANGOL, e essa associação pode assumir três formas, segundo o art. 14 da Lei n.º 10/2004: a) sociedade comercial; b) contrato de consórcio e c) contrato de partilha de produção e d) contratos de serviço com risco. Dessa forma, em que pese a legislação nomine a contratação

genericamente de concessão, o *lease* não é utilizado, sendo apenas as quatro opções acima elencadas possíveis de serem utilizadas, marcadamente pelo fato da titularidade dos direitos minerários estar nas mãos da estatal, que deve participar de todas as atividades produtivas, sozinha ou consorciada com empresas privadas.

De todo modo, mesmo possuindo essas quatro possibilidades de contratação, o fato é que, desde a vigência da Lei n.º 10/2004 todos os contratos celebrados em Angola foram de partilha de produção (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 253). Desse modo, convivem no regime jurídico angolano as antigas concessões, especialmente a do “bloco 0”, com as partilhas celebradas após o processo de nacionalização da produção.

A Lei n.º 13/2004 trata da tributação das atividades petrolíferas, e, já na sua exposição de motivos, deixa clara a dualidade dos regimes e estabelece as diferenças conjunturais que ensejaram a constituição de cada um, destacando a necessidade, diante do novo cenário de crescimento da produção, alta dos preços e partilha de riscos, estabelecer um novo regime de tributação:

As profundas mutações que os regimes tradicionais de concessão conheceram nos fins das décadas de sessenta e no início da década de setenta, não podiam deixar de se refletir na estrutura de tributação das actividades petrolíferas.

A partilha de risco pelos investidores e a defesa dos interesses nacionais na exploração de recursos não renováveis conduziu à criação de novos regimes fiscais caracterizados, especialmente, pelo agravamento dos encargos tributários, acompanhando o aumento da produção e do preço do petróleo no mercado internacional.

Angola, ao ascender à independência nacional, definiu na sua lei fundamental o regime dominial dos recursos naturais, o que se mantém como princípio constitucional até hoje.

Ao longo dos anos que se seguiram foram introduzidas as alterações necessárias nos contratos existentes, bem como nos regimes fiscais aplicáveis às respectivas concessões.

A diversidade de regimes fiscais então criados conduziu à necessidade de se procurar uniformizar esses regimes aplicáveis às diferentes modalidades de associação para a pesquisa e produção de petróleo, respectivamente nos contratos de partilha de produção e nos contratos de associação para participação.

Nesse sentido, a partir do decreto n.º 52/89, de 8 de Setembro, passou a vigorar um regime fiscal idêntico para os contratos de partilha de produção, até que o órgão legislativo aprovasse um regime fiscal uniforme para as actividades petrolíferas.

A presente lei que agora se aprova e publica é o resultado do trabalho de sistematização dos diferentes regimes fiscais que se encontravam dispersos em legislação avulsa, tornando a sua consulta e aplicação complexa e de difícil acesso para os contribuintes.

Assim, foram unificados os regimes fiscais para as diversas formas de contratação para produção de petróleo e gás, sendo aplicáveis os seguintes encargos tributários:

- a) **Imposto sobre a produção do petróleo** – incide sobre a quantidade de petróleo bruto e gás natural à boca do poço e das outras substâncias referidas no art. 1º deduzidas as quantidades consumidas *in natura* nas operações petrolíferas (art.12) – tal exação não incide sobre a produção em regime de partilha<sup>132</sup>, e tem a alíquota de 20% (vinte por cento), podendo ser reduzida a 10% (art. 14). O pagamento pode ocorrer em dinheiro ou em óleo, de acordo com a opção do Estado (art. 15);<sup>133</sup>
- b) **Imposto sobre o rendimento do petróleo** – incide sobre o rendimento tributável (art. 18), reportando-se ao lucro auferido pela empresa apurado no final de cada exercício (art. 19), e tem a alíquota de 50% (cinquenta por cento) quando incidente sobre operações em regime de partilha e 65,75% (sessenta e cinco inteiros e setenta e cinco décimos por cento) nos casos de exploração exclusiva pela SONANGOL, bem como nas sociedades comerciais, associações em participação ou quaisquer outras formas de associação, e nos contratos de serviço com risco, celebrados com a concessionária nacional (art. 41);
- c) **Imposto de transação do petróleo** – incide sobre o rendimento tributável a uma alíquota de 70% e não se aplica aos contratos de partilha;
- d) **Taxa de superfície** – incide sobre a área de concessão ou sobre as áreas de desenvolvimento, caso prevista no contrato, e é devida pelas concessionárias associadas à empresa estatal, num valor equivalente a USD 300,00 (trezentos dólares americanos) por quilômetro quadrado;
- e) **Contribuição para a formação de quadros angolanos** – As concessionárias parceiras da empresa estatal estão sujeitas ao pagamento de uma contribuição para o custeio da

---

<sup>132</sup> “o petróleo e outras substâncias referidas no artigo 1º produzidas ao abrigo dos contratos de partilha de produção não estão sujeitos ao imposto sobre a produção do petróleo previsto na presente lei” item 4 do art. 12 da Lei n.º 13/2004.

<sup>133</sup> A redução da alíquota deverá ser autorizada pelo governo e pode ocorrer em três hipóteses: 1) exploração de petróleo em jazigos marginais; 2) exploração de petróleo em áreas marítimas com coluna de água superior a 750 metros; 3) exploração de petróleo em áreas terrestres de difícil acesso previamente definidas pelo Governo.

formação de quadros angolanos, em valor a ser definido pelo governo por meio de Decreto-lei.

Há uma grande margem de negociação em cada contrato de partilha, com muitas diferenças entre eles, podendo haver previsão, inclusive, do pagamento de bônus em dinheiro, seja quando da assinatura do contrato, quando da realização de uma descoberta, etc., a depender da previsão contratual.

Como em geral nos regimes de partilha, a concessionária privada é remunerada em óleo, partilhando a parcela de *profit oil* no percentual fixado no contrato, estando a parcela relativa ao *cost oil* livre da exação, posto que destinada à amortização dos investimentos. Angola ainda utiliza o chamado sistema de “taxa de retorno”, ou *rate of return*, por meio da qual a parcela de *profit oil* é dividida não em percentuais fixos, mas sofre a influência da “taxa de retorno”, que é a razão entre as receitas da companhia (aí se incluindo o *cost oil* e a parcela do *profit oil*) e as respectivas despesas, o que torna mais adaptável o sistema a situações extremas, tanto de supervalorização como de crise na atividade.

Entretanto, a simples neutralidade das exações não representa o único fator levando em consideração pela companhia petrolífera no momento de decidir sobre seus investimento em um país hospedeiro:

*The structure of fiscal regimes is hinged on several factors such as the reserve base, a favourable fiscal system, and political state of the country. Investors will usually weigh these factors against jurisdiction with similar potentials before investing. To the IOC, profit is the driving force so any economic instrument capable of reducing it can cause an inefficient investment. Neutrality of tax entails taxing an investment without altering the pre-tax arrangement of investment resources. This concept is important to HG who wishes to attract and maintain investment. Angola's fiscal regime is by no means neutral yet production and revenue have continued to soar. This shows a strong relationship between oil reserve and fiscal regime<sup>134</sup>.*

---

<sup>134</sup> Livre tradução: “A estrutura do regime fiscal é articulada em vários fatores, tais como a base de cálculo, um sistema fiscal favorável, e as condições políticas do país. Os investidores costumam pesar esses fatores comparando-os com regiões com potenciais semelhantes antes de investir. Para a empresa petrolífera, o lucro é a força motriz, então, qualquer instrumento econômico capaz de reduzi-la pode causar um investimento ineficiente. Neutralidade da tributação implica tributar um investimento sem alterar o arranjo pré-estabelecido de impostos sobre os recursos investidos. Este conceito é importante para o país hospedeiro que deseja atrair e manter o investimento. O efeito do regime de tributação angolano sobre as receitas e a produção é uma clara indicação de que a neutralidade, sozinha, não pode ser o fator chave na concepção de um sistema tributário, em substituição à negociação entre as partes com base no conceito de eficiência, que permita às empresas petrolíferas alocar recursos à luz da economia nacional e

*The effect of Angola's tax regime on revenue and production is a clear indication that neutrality alone cannot be the key factor in designing its tax system rather trade-offs between parties based on the concept of efficiency which allows IOCs to allocate resources in the light of national economic and political objectives. Simply put taxes should consider different objectives of parties and the existing circumstances of the HG" (KWABE, 2010).*

Como visto, o fato do regime angolano adotar uma tributação pretensamente neutra, em razão da introdução da taxa de retorno, não suplanta todas as demais vicissitudes do país na avaliação da empresa investidora quando do seu ingresso no mercado.

#### 5.4 O REGIME DE CONTRATAÇÃO DA INDONÉSIA

A República da Indonésia possui a quarta população mundial e se localiza entre os continentes da Ásia e da Oceania, formando o maior arquipélago do mundo, com mais de treze mil ilhas.

É um país democrático e que registrou índices de crescimento incríveis até 1997, em média num percentual de 7% ao ano, quando sofreu fortemente as consequências da crise asiática. Atualmente, o país vem se recuperando bem do período de recessão e tem buscado modernizar sua economia, diversificando os investimentos e apostando na desburocratização e no combate à corrupção.

Em que pesem o ambiente democrático, as dimensões geográficas do país, sua economia pujante e grande população, a Indonésia enfrenta graves problemas sociais, como índices alarmantes de pobreza e desemprego, bem como contrastante desigualdade social e corrupção. O Estado ainda apresenta viés bastante intervencionista, em muitos casos exercendo diretamente inúmeras atividades econômicas, inclusive em regime de monopólio, o que se reflete naturalmente no setor petrolífero.

---

dos objetivos políticos. Assim, a tributação deve considerar os diferentes objetivos das partes e a existência de circunstâncias peculiares no país hospedeiro”.

Assim como nos demais casos estudados, a produção petrolífera da Indonésia, desde o início (a primeira descoberta data de 1883), se deu por meio de contratos de concessão, sob forte influência das multinacionais, o que perduraria até 1949, com sua independência.

Com o aumento da intervenção estatal e o endurecimento das negociações do governo com as empresas, em 1963, a Caltex (*joint venture* formada pela Chevron e Texaco), a Royal Dutch Shell e a Standard Vacuum entregaram suas concessões ao governo e passaram a atuar por empreitada (*contractors*), dando início ao que viria a se consolidar como regime de partilha. Em 1968 o governo da indonésia consolidou todas as empresas estatais do setor em uma única empresa nacional, a *Pertamina – National Oil and Natural Gas Company* (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 290-291).

A peculiaridade da nacionalização da Indonésia é que, diferentemente dos outros países que passaram pelo mesmo processo, a intenção não era que a estatal monopolizasse as atividades de produção. O objetivo era o desenvolvimento do setor, mantendo a operação com as empresas privadas, de modo a atrair investimentos, mas aumentando o *government take* e a governança pública sobre o setor.

O *government take* a partir desse período cresceu substancialmente, chegando a atingir patamares de 85%, com contratos que impunham inúmeras obrigações e responsabilidades às empresas privadas, o que perdurou até a década de 90, quando os melhores campos amadureceram e novos investimentos pesados se faziam necessários para descoberta de novas fronteiras produtivas. Em 2001, foi aprovada a nova lei do petróleo, a Lei n.º 20/2001, que quebrou o monopólio da Pertamina e transferiu as atividades de regulação do setor, até então a cargo da estatal, para uma nova entidade independente, a *BP MIGAS – Badan Perlaksanaan Minyak Gas*. Essas medidas vieram aliadas a outras no sentido de tornar novamente atrativo o investimento no país, o que resultou no interesse das grandes empresas em voltar a investir na região, como a ExxonMobil, BP, Total, Chevron e a Shell (BAIN & COMPANY e TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 290-291).

De acordo com o art. 31 da Lei n.º 20/2001, o setor público será remunerado, nos contratos de partilha da Indonésia, por meio de exações de natureza tributária e não tributária.

As receitas estatais tributárias são os impostos, os encargos de importação e os encargos e impostos regionais.

As receitas não tributárias são: porção do Estado, contribuições permanentes, contribuições de exploração e os bônus (pagos quando da assinatura do contrato ou quando certas metas de produção são batidas).

As empresas parceiras privadas poderão ser escolhidas mediante licitação, realizada pela BP MIGAS, ou por meio de escolha direta, e serão remuneradas, como em geral ocorre nos contratos de partilha, por meio do *cost oil* e da sua parcela do *profit oil*. As empresas ainda são obrigadas a reservar uma parcela da produção de até 25% (vinte e cinco por cento) para abastecimento do mercado local, podendo dispor livremente sobre o restante.

## CAPÍTULO 6 – CONTRATO DE CONCESSÃO

Já é possível, pela diversidade de temas até então abordados, se debruçar sobre a estrutura dos contratos de concessão no Brasil, cujo tratamento jurídico está disciplinado na Lei 9.478/97 e, em seguida, tratar do contrato de partilha, cujo modelo foi previsto na Lei 12.351/10.

Com base nos instrumentos cognitivos da análise econômica do direito será possível identificar os incentivos estratégicos dos modelos de contratação adotados no Brasil, debatendo sua adequação conjuntural.

É preciso, nesse primeiro momento, identificar duas causas fundamentais para a modificação do modelo de contratação para produção na indústria do petróleo brasileira. O primeiro deles, e certamente o principal, foi *a alteração conjuntural com as descobertas dos gigantescos campos de produção do pré-sal*. O segundo decorre da *orientação política do governo Lula*, iniciado em 2003, e que se mantém no governo Dilma Roussef, diametralmente oposta à manifestada pelo governo anterior, do presidente Fernando Henrique Cardoso.

Esses dois motivos estão umbilicalmente ligados, pois a alteração conjuntural com a descoberta do pré-sal alterou significativamente uma variável importantíssima na contratação para produção: o risco. Assim, na barganha para a celebração do contrato de produção dois elementos foram incluídos: o risco de fracasso no empreendimento é muito menor, bem como a produtividade dos campos é elevadíssima. Como tratado nos tópicos anteriores, os riscos decorrentes da falta (ou da assimetria) de informações são negociáveis na barganha. Quanto maior o risco vendido certamente menor será o preço de venda. Com a queda do risco o poder de barganha do vendedor aumenta muito, principalmente na indústria do petróleo, onde desde os seus primórdios o fator da descoberta, e os riscos associados, principalmente ante a necessidade de grandes investimentos, marcaram sua trajetória.

Sendo pequeno o risco e grande a chance do absurdo incremento na produtividade, especialmente se considerada a função geopolítica do petróleo e do gás, surge o interesse político de utilizar estrategicamente esse setor na consecução de outros projetos nacionais.

Não por coincidência, o regime de concessão foi introduzido pela Lei 9.478/97, decorrente do projeto de quebra do monopólio estatal no setor que marcou o governo Fernando Henrique Cardoso. Já o regime de partilha decorreu da Lei 12.351/10, do Governo Lula. Então, os regimes de contratação decorrem de projetos políticos antagônicos.

De outro lado, o regime de concessão foi anterior às descobertas do pré-sal e teve por finalidade modernizar a indústria de petróleo no Brasil e atrair os investimentos internacionais necessários para tanto, uma vez que o governo não dispunha deles<sup>135</sup>. O regime de concessão, assim, decorre da necessidade de incremento nos investimentos num ambiente de alto risco. Certamente parte da responsabilidade pelas descobertas do pré-sal são decorrentes dessa reforma.

De outro lado, a implantação do regime de partilha veio aliada às descobertas do pré-sal, e a conseqüente queda vertiginosa dos riscos associados à indústria, bem como do já alto nível de produtividade e eficiência que o setor havia galgado durante o regime de concessão.

São indissociáveis as causas políticas das causas econômicas que levaram à implantação dos regimes de concessão e partilha no Brasil, pelo que sua análise deve ser pautada por essas duas perspectivas, sob pena de incompletude.

Merece destaque o fato de que o período de transição para implantação tanto do modelo de concessão como do modelo de partilha não representaram nenhuma ruptura. Em ambos os casos houve uma implantação gradual com respeito a contratos assinados anteriormente.

No que toca ao regime de concessão, os arts. 31 a 34 da Lei 9.478/97<sup>136</sup> garantiram à Petrobrás continuidade na exploração dos blocos que já estavam em efetiva produção quando da

---

<sup>135</sup> “pode-se afirmar que foi a partir da edição desse conjunto de novas regras jurídicas que os setores petrolífero e de gás natural nacionais puderam desenvolver-se com plena capacidade de expansão, possibilitando, especialmente, a participação de novos agentes nesse mercado. Entre esses novos agentes podem-se destacar não apenas as principais companhias de petróleo, mas também as empresas que atuam nos segmentos periféricos e complementares ao desenvolvimento da indústria petrolífera e de gás natural” (CASTRO, 2011, p. 343).

<sup>136</sup> “Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem:

I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica;

II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

edição da lei, bem como naqueles que já tivesse realizado descobertas comerciais ou investido em exploração, desde que quanto a esses últimos a produção se iniciasse em três anos.

Com base na permissão do art. 34 da Lei 9.478/97, em 06 de agosto de 1998 foi realizada a rodada zero (*round zero*) de licitações para concessão de petróleo e gás, que na verdade consistiu na atribuição à Petrobras dos campos que já estavam em produção na dada da promulgação da lei, bem como boa parte daqueles que entraram em produção no prazo de três anos nos termos do art. 33 *caput*.

A expressão rodada é utilizada para designar o grupo de licitações que é feito em bloco, para a escolha de empresas para celebrar contratos de concessão com a ANP, com abertura de concorrência mundial. A rodada zero não foi uma rodada de licitações, como o nome sugere, tal qual as dez seguintes realizadas até hoje. Na verdade, foi feita uma contratação direta da Petrobras, sem licitação, e com ela foram celebrados 397 contratos de concessão, relativos a 115 blocos exploratórios, 51 áreas de desenvolvimento e 231 campos de produção.

A ANP não concedeu integralmente as áreas solicitadas pela estatal, tendo reduzido o tamanho de 36 áreas do total de 433 requeridas; redução equivalente a aproximadamente um terço da extensão total das áreas requisitadas. Contudo, foram preservados os principais campos de produção e desenvolvimento da Petrobras, a exemplo dos da Bacia de Campos, cuja redução foi de 20,1% nas áreas exploratórias perdidas e de 26,1% na área dos sete campos em desenvolvimento da produção pleiteados. Assim, a ANP dispôs de aproximadamente 50% da área total da Bacia de Campos para leiloar em futuras licitações (PINTO JUNIOR, 2007, p. 114).

---

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.

Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo”.

Foi uma clara opção política no sentido de evitar uma ruptura com o sistema anterior e ao mesmo tempo garantir os retornos decorrentes dos mais de cinquenta anos de investimentos da Petrobrás no setor. A rodada zero ainda garantiu à Petrobras enorme poder de mercado no segmento de produção, dando-lhe ares de monopolista, em que pese não decorrente mais do regime jurídico. A rodada zero, em outras palavras, significou o enquadramento jurídico da Petrobras no novo regime de exploração, preparando-a para o novo panorama concorrencial.

A primeira rodada já contou com grande participação de empresas concorrentes, em grande parte consorciadas, para exploração de alguns blocos, inclusive em alguns com a própria Petrobrás, como se vê na tabela abaixo que consta a lista dos vencedores dos leilões por blocos:

#### Resultados da Primeira Rodada de Licitações<sup>137</sup> (Round 1 results)

Bloco(Block)	Empresa(Company)		Bônus (R\$)	Cont. Local (Local suppliers)		Pontos (Points)
				Exp %	Des(Dev) %	
<b>BM-C-3</b>	Petrobras*	40%	R\$	25%	20%	100
	Agip	40%	6.121.123			
	YPF	20%				
<b>BM-C-4</b>	Agip*	55%	R\$	10%	20%	91,6000
	YPF	45%	51.000.128			
	Texaco*	50%	R\$	50%	35%	86,3662
	Unocal	50%	43.719.824			
	Esso*	33,33%	R\$	5%	20%	57,2200
	Petrobras	33,33%	30.552.100			
	Mobil	33,33%				
British	60%	R\$	50%	40%	26,9373	
Borneo*	40%	7.162.409				

<sup>137</sup> “A realização da Primeira Rodada de Licitações, em junho de 1999, entrou para a história da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, sendo o marco da flexibilização, de fato, do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção. Apesar de fatores conjunturais desfavoráveis, como o preço do óleo em seu nível mais baixo, em termos reais, desde o início da década de 70, a Primeira Rodada teve 58 empresas interessadas, das quais 42 pagaram taxa de participação e 11 foram vencedoras”. Disponível em: [http://www.brazil-rounds.gov.br/resultado\\_rodadas/RESUMO\\_round1.asp](http://www.brazil-rounds.gov.br/resultado_rodadas/RESUMO_round1.asp). Acesso em: 08/05/2012.

	Enterprise					
<b>BM-C-5</b>	Texaco*	100%	R\$ 6.056.966	50%	35%	100
<b>BM-C-6</b>	Petrobras*	100%	R\$ 5.032.437	50%	60%	100
<b>BM-CAL-1</b>	Petrobras* YPF	50% 50%	R\$ 824.327	5%	20%	100
<b>BM-ES-1</b>	Esso*	100%	R\$ 19.226.900	5%	15%	90,4429
	Texaco*	100%	R\$ 1.920.638	50%	35%	23,4909
<b>BM-ES-2</b>	Unocal* Texaco YPF	40,50% 32% 27,50%	R\$ 31.742.736	50%	35%	100
	Mobil* Esso Petrobras	30% 25% 20%	R\$ 30.621.113	20%	20%	90,0537
<b>BM-FZA-1</b>	BP* Esso Petrobras Shell British Borneo	30% 25% 20% 12,50% 12,50%	R\$ 13.060.490	20%	20%	100
<b>BM-POT-1</b>	Agip*	100%	R\$ 8.000.601	10%	20%	100
<b>BM-S-2</b>	Texaco*	100%	R\$ 28.263.463	50%	35%	100
	BG*	100%	R\$ 20.500.000	10%	35%	74,25
<b>BM-S-3</b>	Amerada Hess* Kerr-McGee Petrobras	45% 30% 25%	R\$ 18.165.365	5%	20%	92,1571
	Texaco*	100%	R\$ 1.919.605	50%	35%	23,9823

<b>BM-S-4</b>	Agip*	100%	R\$ 134.162.101	25%	20%	91,3000
	BG*	100%	R\$ 20.000.000	50%	50%	27,6712
	Kerr-McGee* Amerada Hess	62,50% 37,50%	R\$ 9.169.365	5%	15%	9,7094

Ao contrário do que se podia imaginar quando da implantação do regime de concessão no Brasil, houve, de fato, da primeira à décima rodada, um efetivo incremento na participação de empresas nacionais, aliado ao decréscimo na participação das empresas estrangeiras, conforme se depreende da tabela abaixo relacionando a evolução dos resultados das dez rodadas de licitação até então realizadas:

Resultado por empresas<sup>138</sup>:

Rodadas de Licitação	Rodad a 1	Rodad a 2	Rodad a 3	Rodad a 4	Rodad a 5	Rodad a 6	Rodad a 7	Rodad a 9	Rodad a 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*	2007	2008
<b>Empresas que manifestaram interesse</b>	58	49	46	35	18	30	52	74	52
<b>Empresas que pagaram a Taxa de Participação</b>	42	48	44	33	14	27	45	66	43
<b>Empresas Habilitadas**</b>	38	44	42	29	12	24	44	61	40

<sup>138</sup> Disponível em: [http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO\\_geral\\_empresas.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO_geral_empresas.asp). Acesso em: 08/05/2012.

<b>Empresas Nacionais Habilitadas</b>	3	4	5	4	3	8	19	30	24
<b>Empresas Estrangeiras Habilitadas</b>	35	40	37	25	9	16	25	31	16
<b>Empresas que apresentarão ofertas</b>	14	27	26	17	6	21	32	42	23
<b>Empresas Ofertantes Nacionais</b>	1	4	4	4	2	7	14	25	18
<b>Empresas Ofertantes Estrangeiras</b>	13	23	22	13	4	14	18	17	5
<b>Empresas Vencedoras</b>	11	16	22	14	6	19	30	36	17
<b>Empresas Vencedoras Nacionais</b>	1	4	4	4	2	7	14	20	12
<b>Empresas Vencedoras Estrangeiras</b>	10	12	18	10	4	12	16	16	5
<b>Novos Operadores</b>	6	6	8	5	1	1	6	11	2

\* Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.

\*\* Considera-se Habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta)

A evolução da participação de empresas brasileiras não é linear pois as rodadas de licitações possuíram alguns escopos definidos, como a décima, por exemplo, que se restringiu a leiloar blocos em terra com a finalidade de incrementar a participação de pequenas e médias empresas<sup>139</sup>, o que se verificou também na sétima rodada<sup>140</sup>, em que pese não restrita apenas a blocos *on-shore*.

Atualmente, a participação de empresas nacionais e estrangeiras nos blocos licitados pela ANP é o mesmo, levando-se em conta o número de contratos assinados, e não o *market share*, consoante se observa da tabela abaixo indicando as concessionárias<sup>141</sup>:

	<b>Grupo (1)</b>	<b>Origem (2)</b>	<b>Atividade(3)</b>	<b>Op.(4)</b>	<b>Não Op.</b>
<b>1</b>	Aloes/Silver Marlin	Brasil	AM, BE, CP	X	X
<b>2</b>	Anadarko	Estados Unidos	BE, CP	X	X
<b>3</b>	Arcadis	Holanda	AM, CP		X
<b>4</b>	Arclima	Brasil	AM, CD	X	
<b>5</b>	Aurizônia	Brasil	BE, CP	X	X
<b>6</b>	Barra Energia	Brasil	BE, CD		X
<b>7</b>	BG	Reino Unido	BE	X	X
<b>8</b>	BP	Reino Unido	BE, CP	X	X
<b>9</b>	Brasoil	Brasil	BE, CD, CP	X	X
<b>10</b>	BrazAlta	Canadá	BE, CP	X	X
<b>11</b>	CEMIG	Brasil	BE		X

<sup>139</sup> “A 10ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural foi realizada no dia 18 de dezembro, no Rio de Janeiro. Com a oferta de 130 blocos, todos localizados em bacias terrestres, o leilão alcançou o objetivo de atrair empresas de pequeno e médio porte, além das grandes companhias petrolíferas. Dezessete empresas foram vencedoras – 11 brasileiras e seis estrangeiras – tendo arrematado blocos nos oito setores das sete bacias oferecidas. Foram arrematados 54 blocos numa área total de 48 mil km<sup>2</sup>, extensão territorial que corresponde a 68% dos 70 mil km<sup>2</sup> ofertados nesta Rodada. A seleção das áreas oferecidas buscou o equilíbrio entre bacias maduras e bacias de nova fronteira, com o intuito de contemplar tanto as atividades de prospecção como as de produção de petróleo e gás natural, assim como estimular a interiorização geográfica da indústria petrolífera” Disponível em: [http://www.brasil-rounds.gov.br/resultado\\_rodadas/RESUMO\\_round10.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/resultado_rodadas/RESUMO_round10.asp). Acesso em: 08/05/2012.

<sup>140</sup> “Na Sétima Rodada de Licitações, além dos blocos com risco exploratório (Parte A) foram ofertados pela primeira vez blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais (Parte B). Essa áreas inativas foram ofertadas visando à criação e fixação de pequenas e médias empresas, as atividades de exploração e produção em áreas terrestres que foram devolvidas a ANP. O sucesso da Sétima Rodada pode ser medido por um lado, pelo grande interesse nos blocos com risco exploratório localizados nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo – principais focos em gás natural -; por outro, pelo número expressivo de pequenas e médias empresas – novas e mesmo sem experiência no setor – concentrando esforços nas oportunidades criadas nas áreas inativas com acumulações marginais” Disponível em: [http://www.brasil-rounds.gov.br/resultado\\_rodadas/RESUMO\\_round7.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/resultado_rodadas/RESUMO_round7.asp). Acesso em: 08/05/2012.

<sup>141</sup> Disponível em: [http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista\\_de\\_concessionarios.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista_de_concessionarios.asp). Acesso em: 08/05/2012.

12	Cheim	Brasil	AM, CP	X	
13	Chevron-Texaco	Estados Unidos	BE, CP	X	X
14	Codemig	Brasil	BE		X
15	COMP/Imetame	Brasil	BE	X	X
16	Const. Cowan	Brasil	BE	X	
17	Dover	Canadá	BE		X
18	EBX	Brasil	BE	X	X
19	Ecopetrol	Colômbia	BE		X
20	Egesa	Brasil	AM, CP	X	
21	El Paso	Estados Unidos	BE, CD, CP	X	X
22	Engepet	Brasil	AM	X	
23	ERG	Brasil	AM, CP		X
24	Eromanga	Austrália	BE		X
25	Esso	Estados Unidos	BE	X	
26	Forbes & Manhattan	Canadá	BE		X
27	Galp Energia	Portugal	BE, CD	X	X
28	Genesis 2000	Brasil	AM, CP	X	
29	Gran Tierra	Canadá	BE	X	
30	Hess	Estados Unidos	BE		X
31	HRT	Brasil	BE	X	
32	Inpex	Japão	BE, CP		X
33	Integral	Colômbia	BE	X	
34	Karoon	Austrália	BE	X	
35	Koch/Central	Estados Unidos	AM, BE, CD, CP	X	X
36	Lábrea	Brasil	BE		X
37	Maersk	Dinamarca	BE	X	X
38	Norse	Noruega	BE, CD, CP	X	X
39	ONGC	Índia	BE, CP	X	X
40	Orteng	Brasil	AM, BE, CP	X	X
41	Panergy	Brasil	AM, CP	X	
42	Partex	Cayman, Ilhas	BE, CP	X	X
43	Perenco	Reino Unido	BE	X	
44	Petro Latina	Cingapura	BE		X
45	Petrobras	Brasil	BE, CD, CP	X	X
46	PetroRecôncavo	Brasil	BE, CP	X	
47	Phoenix	Brasil	BE, CD, CP		X
48	Pioneira	Brasil	AM, BE, CP	X	X
49	Proen	Brasil	AM, CD	X	
50	Quantra	Brasil	BE, CD		X
51	Queiroz Galvão	Brasil	BE, CD, CP	X	X
52	RAL	Brasil	AM, BE, CP	X	

53	Repsol YPF	Espanha	BE, CD, CP	X	X
54	Rio Proerg	Brasil	AM, CD	X	
55	Severo & Villares	Brasil	AM, CP	X	
56	Shell	Reino Unido	BE, CD, CP	X	X
57	Sinochem	China, República Popular	BE, CP		X
58	Sinopec	China, República Popular	BE		X
59	Sipet	Brasil	BE, CP	X	X
60	SK	Coréia, República da	BE, CP		X
61	Sollita	Brasil	AM, CD	X	
62	Somol/Serena	Angola	BE		X
63	Sonangol	Angola	BE, CD, CP	X	X
64	Sotreq	Brasil	BE, CP	X	
65	Statoil	Noruega	BE, CP	X	X
66	STR	Brasil	BE	X	x
67	SynergyGroup	Panamá	BE, CD, CP	X	
68	TDC	Estados Unidos	BE, CP		X
69	TotalFinalElf	França	BE, CD		X
70	UBX	Brasil	BE, CD, CP	X	
71	UTC	Brasil	BE, CD, CP	X	
72	Vale	Brasil	BE		X
73	Vanco	Estados Unidos	BE	X	
74	VB	Índia	BE		X
75	Vibrapar	Brasil	BE		X
76	Vitória Ambiental	Brasil	BE	X	
77	W.Washington	Brasil	BE, CP	X	
78	Woodside	Austrália	BE		X
	Nacionais	39			
	Estrangeiras	39			
	Total	78			
<b>Notas:</b>					
<b>1. Esta relação considera os grupos concessionários, não levando em conta as subsidiárias de cada um.</b>					
<b>2. Considerado o critério de escritório central do grupo.</b>					
<b>3. BE - Blocos Exploratórios: áreas arrematadas por meio de leilões de licitações que poderão ou não se tornar comerciais.</b>					
<b>AM - Acumulações Marginais: campos de menor estatura que podem ou não estar em produção.</b>					

<b>CP - Campos em Produção: áreas de produção comercial.</b>
<b>CD - Campos em Desenvolvimento</b>
<b>4. Observar que um grupo pode ser operador em determinada concessão e não-operador em outra.</b>

O regime de partilha igualmente optou pela sua introdução sem maiores rupturas, preservando não apenas os contratos de concessão já celebrados até então, assim como a existência da modalidade de contratação por concessão, numa espécie de coexistência de regimes. Tal fato é expressamente consignado no art. 23 de Lei 9.478/97 ao dispor que:

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010).

O regime da partilha está limitado às áreas do pré-sal<sup>142</sup> e a áreas consideradas estratégicas, permanecendo a contratação por concessão para as demais áreas.

## 6.1 PRINCIPAIS ELEMENTOS DO CONTRATO DE CONCESSÃO

Basicamente duas fontes serão utilizadas para identificação das principais características dos contratos de concessão: a legislação, tanto a Lei 9.478/97 quando o Decreto 2.455/98 e as regulamentações internas da ANP, especialmente a Resolução ANP 27/2011, bem como as minutas dos contratos de concessão celebrados até o presente momento. Com relação às minutas dos contratos, será utilizada como paradigma a da nona rodada de licitações, por ser a mais recente que envolve a produção *offshore*, uma vez que a décima rodada foi destinada apenas a campos de produção terrestre (*onshore*), cuja representação na produção nacional é mínima.

<sup>142</sup> Lei 12.351/10: “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, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997” e “Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei”.

O art. 26 de Lei 9.478/97 dá conta de que no contrato de concessão é obrigação do concessionário explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural no bloco licitado, recebendo em troca a propriedade do óleo e do gás retirado, descontados os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Alfredo Ruy Barbosa propõe conceito para o contrato de concessão:

[...] a concessão minerária é a transferência de direitos patrimoniais do Estado para um ente privado, a fim de que este possa utilizar e gerir, por sua conta e risco, um determinado recurso natural, com direito de exclusividade e perpetuidade, desde que respeitadas as condições fixadas em lei e a consecução da utilidade pública que constitui a finalidade básica da concessão (BARBOSA, 2005, p. 16).

Internacionalmente conhecido como *Tax & Royalties*, o contrato de concessão é aquele por meio do qual a empresa contratada adquire o direito de explorar com exclusividade uma determinada área e, em caso de sucesso, ser remunerada com a propriedade de toda a produção. Em contrapartida, paga ao Estado hospedeiro os tributos da atividade, assim como as participações governamentais.

#### 6.1.1 *Os riscos correm integralmente por conta do concessionário*

Como já comentado anteriormente, os riscos inerentes às atividades de pesquisa e exploração são históricos e típicos da indústria do petróleo, haja vista os inúmeros relatos romanceados alusivos a descobertas que ilustram livros e filmes. A abertura do edital para a realização do leilão para concessão não garante a viabilidade do campo nem mesmo a descoberta<sup>143</sup>, o que caracteriza uma barganha com enorme ausência de informação.

---

<sup>143</sup> Segundo a definição do contrato da nona rodada de licitações: “1.2.16 Descoberta significa qualquer ocorrência de Petróleo, Gás Natural, outros hidrocarbonetos, minerais e, em geral, quaisquer outros recursos naturais na Área da Concessão, independentemente de quantidade, qualidade ou comercialidade, verificada por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação”.

Niklas Luhmann aborda essa temática na obra “*Risk: A Sociological Theory*”, dando conta de que o risco envolve a incerteza quando aos resultados de nossa conduta, apontando dois eventos como sua condição essencial: a decisão e a perda. A segurança, que seria a posição oposta ao risco, nada mais é que um conceito vazio e abstrato, uma vez que é impossível garantir com absoluta certeza o resultado de uma ação. A questão se resume a dimensionar o risco de acordo com as informações disponíveis a respeito do evento<sup>144</sup>:

Do reconhecimento de que a segurança é um conceito vazio, decorrem duas importantes consequências. Como todas as decisões envolvem riscos, a única diferença possível entre diversas alternativas é definir qual delas representa os maiores riscos. Assim, a noção de risco passa a ser mensurada quantitativamente, através de cálculos de probabilidade. A partir de dados estatísticos relativos a eventos passados que são similares aos eventos cuja ocorrência se quer prever, torna-se possível calcular os riscos envolvidos em cada alternativa. Em decorrência, sendo o risco mensurável, passa-se a existir uma base objetiva para que se possa definir qual é o limite de risco aceitável para que determinada decisão possa ser tomada, ainda que o critério para definir esse limite seja subjetivo. Em outras palavras, com fundamento em análises quantitativas, obtém-se a probabilidade de que certo evento adverso venha a ocorrer caso determinada decisão seja tomada, podendo-se, com esse instrumental, comparar os riscos envolvidos em cada alternativa. No entanto, a análise quantitativa não fornece um instrumental para que se defina qual o limite de risco aceitável, o que dependerá, para se utilizar um jargão do mercado financeiro, do perfil de risco de cada indivíduo. De qualquer forma, diante de tal realidade, a distinção inicial entre risco e segurança perde muito de seu sentido, podendo ser substituída por uma outra, mais útil e realista, entre o *risco aceitável* e o *risco inaceitável*. A partir desse momento, risco deixa de ser um mito ou uma questão puramente técnica, para se tornar uma questão de decisão individual, ou, no plano social, numa questão política (CORTEZ, 2002, p.314-315).

Dessa análise empreendida ressaltam alguns fatores que merecem destaque: 1) o risco decorre da incerteza quanto ao resultado de uma conduta; b) o nível de incerteza depende do nível de informação, e isso varia de agente para agente; c) o padrão de risco negligenciável é subjetivo.

---

<sup>144</sup> “Uma primeira observação, que apesar de óbvia deve ser enfatizada em razão de sua importância, é que risco pressupõe incerteza quanto ao resultado de nossas ações, ou, como delimita Luhmann, de nossas decisões. Assim, quando alguém toma uma decisão que envolve riscos não sabe, e nem tem como saber, qual será o resultado da decisão tomada. Uma vez tomada a decisão, contudo, não há como voltar atrás e o resultado passa a ser inevitável. A partir dessa constatação, pode-se identificar uma condição essencial para a existência do risco, mas que com ele não se confunde: a ocorrência de dois eventos que se distinguem no tempo, o primeiro que gera o risco e o segundo que é a consequência do primeiro. No entanto, esses dois eventos são incertos. Nesse sentido, Luhmann afirma que a ideia de risco implica duas *contingências*: a decisão (primeiro evento) e a perda (segundo evento). A relação entre essas duas contingências é o que impõe uma inafastável conotação de incerteza sobre as decisões que envolvem riscos” (CORTEZ, 2002, p. 313).

Como esboçado em tópico anterior, a ausência de informação pode ser sanada com investimentos em pesquisa, que implica num custo. É decisão estratégica incorrer nos custos da pesquisa e diminuir ou eliminar a desinformação na barganha caso esse investimento seja mais vantajoso do que negociar o risco decorrente da incerteza.

Os custos de exploração e pesquisa são altíssimos, aí se incluindo o levantamento das características geológicas, geofísicas e a perfuração de poços<sup>145</sup>. Considerando os reais riscos de fracasso e a grande quantidade dos campos no Brasil, a União opta por gerenciar esse risco na barganha em vez de incorrer nos custos da pesquisa. Aliás, certamente a Petrobrás sequer teria recursos para tanto.

Assim, a licitação é feita com base num nível limitado de informação, o que impacta no perfil do negócio a ser realizado. Mesmo limitada, a informação às vezes é suficiente para vocacionar o bloco a ser licitado, de acordo com as características que aparenta ter. Pode ser um bloco promissor, ou muito arriscado, por exemplo.

Nesse espírito, os blocos são classificados de acordo com o perfil que apresentam, a exemplo do ocorrido no edital da nona rodada de licitações:

Este Edital contempla os seguintes modelos exploratórios:

I - Blocos em Bacias de Elevado Potencial para descobertas de gás natural e petróleo, visando recompor as reservas nacionais e o atendimento da crescente demanda interna.

II - Blocos em Bacias de Novas Fronteiras tecnológicas ou do conhecimento, com o objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente, ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando a identificação de novas bacias produtoras.

III - Blocos em Bacias Maduras, com o objetivo de oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas, em Bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade da exploração e a produção de petróleo e gás natural nestas regiões onde essas atividades exercem importante papel socioeconômico.

---

<sup>145</sup> “O investimento em exploração pode limitar a margem de risco, porém é fato que, não obstante todo o conhecimento e experiência acumulados por mais de um século, a ocorrência de petróleo em quantidades economicamente rentáveis, em qualquer tempo, é definitivamente proada no ato de um plano de campanha de perfuração bem-sucedida e não teoricamente dedutível. Ainda assim, não existe a certeza de que a extração e a oferta ao mercado do óleo encontrado será rentável, pois depende da relação competitiva entre custos e preços praticados globalmente” (PINTO JUNIOR, 2007, p. 47).

No caso dos Blocos em Bacias de Elevado Potencial, a ANP tinha como objetivo estratégico, aos licitá-los, elevar a produção nacional a fim de reduzir a dependência energética do país em relação ao gás natural e manter a auto-suficiência na produção de petróleo. Como se percebe, são blocos em que as informações já existentes dão conta de grandes chances de uma descoberta comercial com elevado potencial produtivo. Sendo quase certa a descoberta e a alta produtividade do campo, era interessante para a ANP a escolha de empresas que tivessem condições de investir no sentido de atingir altos níveis de produção a fim de atender o mercado interno e, via de consequência, aumentar consideravelmente a arrecadação em participações governamentais.

Os Blocos em Bacias de Novas Fronteiras tem o perfil de áreas com maior risco, sobre as quais ainda não existem informações suficientes para esperar a ocorrência de uma descoberta comercial. A abertura desses blocos para licitação atendem à intenção de desenvolver o setor de exploração e produção no Brasil, atraindo novos investidores a fim de desenvolverem novas tecnologias a aumentarem o nível de conhecimento geológico das áreas licitadas.

Regiões que nunca foram produtoras de petróleo tiveram blocos licitados, a exemplo do Estado de Pernambuco e da Paraíba, cuja vencedora da licitação foi a Petrobrás, consorciada com a portuguesa Petrogal S/A<sup>146147</sup>:

<b>Bloco (Block):</b>		<b>Operadora Vencedora (Winning Operator):</b>			
PEPB-M-783		Petróleo Brasileiro S.A.*			
Consórcio (Consortia)	Bônus (Bonus)	PEM (MEP)	Aquisição Local de Bens & Serviços (Local Goods and Services)		Pontos (Points)
			Exploração (Exploration)	Desenvolvimento (Development)	

<sup>146</sup> Informações disponíveis em [http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado\\_Rodadas/round9-pernambuco\\_paraiba\\_SPEPB-AP3-NF.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/round9-pernambuco_paraiba_SPEPB-AP3-NF.asp). Acesso em: 23/05/2012.

<sup>147</sup> 70% da Petrogal S/A pertence à também portuguesa GALP Energia, e os demais 30% à chinesa Sinopec International.

<b>Vencedor / Winner</b>	Petrogal S.A. (2000%)	\$2,145,000.00	240	55%	65%	100
	<b>*Petróleo Brasileiro S.A.*(8000%)</b>					

\* Empresa Operadora / Operator

<b>Bloco (Block):</b>		<b>Operadora Vencedora (Winning Operator):</b>				
PEPB-M-837		Petróleo Brasileiro S.A.*				
Consórcio (Consortia)	Bônus (Bonus)	PEM (MEP)	Aquisição Local de Bens & Serviços (Local Goods and Services)		Pontos (Points)	
			Exploração (Exploration)	Desenvolvimento (Development)		
<b>Vencedor / Winner</b>	Petrogal S.A. (2000%)	\$3,025,000.00	160	55%	65%	100
	<b>*Petróleo Brasileiro S.A.*(8000%)</b>					

\* Empresa Operadora / Operator

<b>Bloco (Block):</b>		<b>Operadora Vencedora (Winning Operator):</b>			
PEPB-M-839		Petróleo Brasileiro S.A.*			
Consórcio (Consortia)	Bônus (Bonus)	PEM (MEP)	Aquisição Local de Bens & Serviços (Local Goods and Services)		Pontos (Points)
			Exploração (Exploration)	Desenvolvimento (Development)	

Vencedor / Winner	Petrogal S.A. (2000%)	\$2,478,000.00	240	55%	65%	100
	<b>*Petróleo Brasileiro S.A.*(8000%)</b>					

Já os Blocos em Bacias Maduras são aqueles já intensamente explorados e que hoje não mais apresentam os níveis de rentabilidade e produção apresentados no passado, sendo menos atrativos para as grandes empresas. Com a finalidade de promover a entrada no mercado de empresas de pequeno e médio porte, bem como para garantir a manutenção das atividades petrolíferas na região, que ocupam papel de grande importância socioeconômica, esses blocos são licitados com essa vocação<sup>148</sup>.

Além dos riscos decorrentes da possibilidade de fracasso na descoberta, há ainda os riscos políticos do empreendimento. Dada a função geopolítica do petróleo, e a usual utilização desse segmento da economia para a efetivação de projetos nacionais por meio da intervenção estatal, uma alteração na orientação política do governo pode representar uma ruptura dos acordos assinados implicando em perdas para os investidores. Não são raros exemplos nesse sentido, como a revolução islâmica e os mais recentes casos da Venezuela, Bolívia<sup>149</sup> e Argentina.

<sup>148</sup> “Destacam-se, no fomento aos campos maduros via licitação, as seguintes questões: 1) Realização de licitações exclusivas para empreendedores de menor porte; 2) Realização de licitações focadas especificamente em campos com produção declinante; 3) Determinação de royalties em percentual reduzido em face do declínio produtivo; 4) realização de licitações apenas em torno de áreas ambientalmente viáveis à produção de petróleo; 5) Detalhamento das exigências ambientais nos contratos de concessão; 6) maiores atenções à questão dos passivos ambientais” (SIQUEIRA, 2010, p. 95)

<sup>149</sup> “As alterações do modelo boliviano de exploração e exploração de gás natural tiveram repercussões fora das fronteiras daquele Estado, em especial no Brasil, que além de maior consumidor do gás produzido na Bolívia, investiu, ainda que de forma indireta, por intermédio de sociedade de economia mista brasileira, no desenvolvimento da indústria de petróleo e gás boliviana. A despeito do inquestionável direito à soberania que possui a Bolívia sobre seus próprios recursos naturais, há outros aspectos jurídicos que também têm merecido guarida do Direito Internacional, mas que parecem estar sendo sumariamente ignorados pelo Governo Morales. Dentre tais aspectos, elevam-se o respeito a contratos, a proteção a investimentos e o pagamento de indenizações em função de medidas expropriatórias, este último com amparo na própria Resolução 88 da UNCTAD” (FERREIRA JÚNIOR; OLIVEIRA JÚNIOR, 2009, p. 290).

Paira ainda sobre a contratação os riscos decorrentes do mercado, dada a enorme volatilidade dos preços do petróleo, não sendo possível garantir a recuperação futura dos grandes investimentos necessários à produção. Nota-se que os custos de produção de cada campo produtor são variáveis, ao passo que o petróleo é uma *commodity* com preço fixado no curto prazo (mercado *spot*). Assim, caso os custos de produção verificados no campo sejam altos talvez não seja viável a produção haja vista a uniformidade dos preços.

Para a empresa candidata à concessão o primeiro incentivo é assumir por conta própria os custos de implantação do projeto e os riscos decorrentes dele, incorrendo também nos custos de pesquisa para diminuição da desinformação, ressaltando que nem sempre uma descoberta é comercialmente viável, e, nos termos do contrato de concessão decorrente da nona rodada (e dos demais), todos os riscos correm por conta da concessionária<sup>150</sup>.

#### 6.1.2 *A remuneração do concessionário é feita em óleo, sendo-lhe atribuída a propriedade de tudo o que for prospectado*

As grandes empresas do setor petrolífero usualmente são verticalmente integradas, aplicando a política conhecida como do poço ao posto, atuando nas três etapas da cadeia produtiva da indústria do petróleo: *upstream*, *midstream* e *downstream*.

---

<sup>150</sup>“ 2.2 O Concessionário assumirá sempre, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das Operações e suas conseqüências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade do Petróleo e Gás Natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no Ponto de Medição da Produção, nos termos deste Contrato, com sujeição aos encargos relativos aos tributos e às compensações financeiras detalhadas no ANEXO V - Participações Governamentais e de Terceiros, e da legislação brasileira aplicável.

2.3 A disposição do parágrafo 2.2 inclui a obrigação de o Concessionário arcar com todos os prejuízos em que venha a incorrer, sem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, caso não haja Descoberta Comercial na Área da Concessão ou caso o Petróleo e Gás Natural que venha a receber no Ponto de Medição da Produção sejam insuficientes para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas direta ou indiretamente incorridas. Além disso, o Concessionário será o único responsável civilmente pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e sub-contratados, bem como pela reparação de todos e quaisquer danos causados pelas Operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir a ANP e a União dos ônus que estas venham a suportar em conseqüência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do Concessionário”.

Com os elementos do tópico anterior, alto risco e altos investimentos, emerge a estratégia para as empresas, como forma de mitigar essa instabilidade, de ampliar a base de investimentos, integrando verticalmente as atividades e partilhando os riscos e custos por toda cadeia produtiva.

Como esboçado por Ronald Coase no *The Nature of the Firm* (COASE, 1988), quando os custos de transação são elevados no mercado a alternativa para as empresas é internalizar a atividade e empreender por conta própria de forma agregada à empresa.

Herbert Hovenkamp já observava há muito o fenômeno da integração vertical em muitas empresas no mercado de distribuição norte americano, que, segundo seu relato, funciona com alto grau de eficiência:

O sistema americano de distribuição de bens e serviços é uma maravilha de se ver pela sua variedade e sua eficiência notável. Não poderia ter sido criado sem uma tradição jurídica que valoriza os direitos contratuais. As empresas querem maximizar os lucros, o que significa que eles estão constantemente procurando o menor custo ou a forma mais eficaz de fazer as coisas. O Prêmio Nobel economista Ronald H. Coase, percebeu que o tamanho e o escopo de uma empresa são determinados pela economia de fazer as coisas por si mesmo em vez de adquirirem no mercado. Como Coase observou, enquanto construir a sua própria rede de distribuição ou lojas de varejo é caro, usar o mercado também é dispendioso<sup>151</sup> (HOVENKAMP, 2008, p.181).

São muitos os benefícios da integração para a empresa, dentre eles o desenvolvimento de tecnologias próprias, a ocorrência de economias de escala e de escopo, a apropriação da renda que seria do fornecedor e o aumento do poder de mercado. Quanto maior o nível de produção menor será o respectivo custo, sendo adequada para esse fim a realização do transporte por meio de grandes oleodutos e gasodutos, ou mesmo por superpetroleiros, assim como a construção de grandes refinarias, o que só é viável com elevados níveis de produção.

---

<sup>151</sup> Livre tradução para “The American system for distributing goods and services is a wonder to behold for its variety and its remarkable efficiency. It could not have been created without a legal tradition that values contract rights. Firms want to maximize profits, which means that they are constantly searching for the lowest cost or most effective way of doing things. The Nobel Prize economist Ronald H. Coase provided the insight that the size and scope of a firm are determined by the economics of doing things for oneself as opposed to purchasing then on the market. As Coase observed, while building one's own distribution networks or retail stores is costly, using the market is also costly”.

Considerando a integração vertical da indústria, para alimentar as etapas a montante da cadeia produtiva é interessante que a empresa produtora seja remunerada em óleo, e não em dinheiro, para abastecer suas refinarias e as etapas seguintes da indústria.

Desse modo, como forma de tornar mais atraente a celebração do contrato, a fim de compensar os altos riscos e investimentos, a concessionária é remunerada com a propriedade de toda a produção, o que lhe permite vendê-la pelo preço internacional ou utilizá-la nas suas empresas a montante da cadeia produtiva, se beneficiando de todas as vantagens da integração vertical. Tal determinação consta do contrato de concessão da nona rodada de licitações:

2.4 Pertencem à União os depósitos de Petróleo e Gás Natural existentes no território nacional, de acordo com o artigo 20, inciso IX da Constituição da República Federativa do Brasil e com o artigo 3º da Lei do Petróleo. Ao Concessionário somente caberá a propriedade do Petróleo e Gás Natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no Ponto de Medição da Produção, nos termos do parágrafo 2.2.

Merece registro que a apropriação do petróleo e do gás só ocorre após a prospecção, com o recebimento no ponto de medição. Assim, caso ocorra qualquer das hipóteses de extinção do contrato previstas no art. 28 de Lei 9.478/97, não cabe à concessionária reivindicar qualquer indenização ou mesmo garantia de retirada após o fim da avença<sup>152</sup>.

### *6.1.3 A remuneração do poder público é feita pelo pagamento de tributos e pelo pagamento das participações governamentais*

O art. 20 da Constituição enumera aqueles bens de domínio da União, dentre eles a propriedade dos “recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva” (inciso V), do “mar territorial” (inciso VI) e dos “recursos minerais, inclusive os do subsolo” (inciso IX).

---

<sup>152</sup> A esse respeito versa o contrato da nona rodada: “3.4 A extinção deste Contrato, por qualquer causa ou motivo, obrigará o Concessionário a devolver imediatamente à ANP toda a Área da Concessão que ainda detenha, observado o disposto nos parágrafos 3.5 e 3.6.”.

O parágrafo primeiro do citado art. 20 assegura aos Estados, Distrito Federal, Municípios, e aos órgãos da União a participação no resultado da exploração de: a) petróleo ou gás natural; b) de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; c) outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, assegurando ainda a compensação financeira por essa exploração.

Assim, a propriedade dos recursos minerais enquanto repousando em jazidas, sejam conhecidos ou não, pertencem à União. Com a celebração do contrato de concessão, a concessionária assume o direito de explorar a jazida e dela retirar o petróleo e o gás, tendo como remuneração a propriedade da produção.

A remuneração da União pela perda da propriedade do petróleo e do gás pela prospecção é feita pelo pagamento das participações governamentais, cujo produto é distribuído entre órgãos e demais entes federados, o que será mais detalhadamente explorado em tópico posterior.

O pagamento de tributos, em que pese representem um custo elevado para as concessionárias, não pode ser considerado como parte da remuneração do poder público, pois qualquer atividade está sujeita ao pagamento de tributos, independentemente de implicar em perda de propriedade.

Como se verá, no regime de concessão adotado no Brasil o pagamento das participações governamentais é feito em dinheiro, e não em óleo, o que reforça a propriedade dos bens prospectados pela concessionária.

#### 6.1.4 *O fim da concessão*

O art. 28 da Lei 9.478 prevê as hipóteses de extinção do contrato de concessão, englobando:

- I - pelo vencimento do prazo contratual;
- II - por acordo entre as partes;
- III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

O contrato da nona rodada de licitações prevê como prazo de vigência da concessão o período de 27 (vinte e sete anos) a partir da declaração de comercialidade<sup>153</sup>, dando a noção de que se trata de um contrato de longo prazo, aumentando assim os incentivos de ingresso no mercado:

4.4 A duração total deste Contrato, para cada parcela da Área da Concessão que venha a se tornar um Campo nos termos aqui previstos, será igual à soma do período decorrido desde a Data de Entrada em Vigor até a Declaração de Comercialidade respectiva mais o período de 27 (vinte e sete) anos definido no parágrafo 8.1. A essa duração total se acrescentarão automaticamente os períodos de extensão que venham a ser autorizados nos termos dos parágrafos 7.3 e 7.5, nestes dois casos exclusivamente com relação à Área de Desenvolvimento ali referidas, e dos parágrafos 8.4 e 8.6, nestes dois casos exclusivamente com relação ao Campo ali referido.

Após a fase de exploração<sup>154</sup>, caso se confirme a realização de uma descoberta, sendo feita a declaração de comercialidade, é iniciada a etapa de desenvolvimento de produção<sup>155</sup>, após se sucedendo a produção, tendo o concessionário o direito de explorar por vinte e sete anos o campo, se apropriando de todo o petróleo e gás que puder produzir.

---

<sup>153</sup> Segundo o item 1.2.15 e 7.1 do contrato de concessão da nona rodada, respectivamente: “Declaração de Comercialidade significa a notificação escrita do Concessionário à ANP declarando uma ou mais Jazidas como Descoberta Comercial na Área de Concessão, nos termos do parágrafo 7.1”.

“7.1 Antes do término da Fase de Exploração, o Concessionário, por meio de notificação à ANP, poderá, a seu critério, efetuar a Declaração de Comercialidade da Descoberta, segundo o Plano de Avaliação aprovado pela ANP. Caso ainda não tenha sido enviado à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descobertas justificando a proposta de área a ser retida para Desenvolvimento, este deverá acompanhar a Declaração de Comercialidade”.

<sup>154</sup> A fase de exploração é subdividida em duas fases internas nas quais o concessionário deve cumprir o cronograma por ele mesmo elaborado constante do Programa Exploratório Mínimo, que, segundo o item 1.2.35” significa o programa de trabalho previsto no ANEXO II - Programa de Trabalho e Investimento, a ser obrigatoriamente cumprido pelo Concessionário no decorrer da Fase de Exploração, nos termos do parágrafo 5.9”.

<sup>155</sup> Segundo o contrato da nona rodada: “1.2.18 Etapa de Desenvolvimento de Produção significa, com respeito a qualquer Campo, o período iniciado na data de entrega da Declaração de Comercialidade para tal Área de Desenvolvimento e terminando com (i) a conclusão do trabalho e atividades compreendidas no Desenvolvimento, conforme descrito no Plano de Desenvolvimento, ou (ii) o abandono do Desenvolvimento em tal Campo de acordo com o parágrafo 8.9; o que ocorrer primeiro”.

O vencimento do termo contratual é a única forma de extinção da concessão que independe da vontade dos contratantes, uma vez que decorre unicamente do decurso do tempo, tendo sido exitosa ou não a concessão, o que não ocorre com relação ao acordo entre as partes.

Já a extinção pelos motivos de rescisão previstos no contrato pode ser: a) em decorrência do não cumprimento pelo concessionário de obrigação pendente<sup>156</sup>; b) em razão da declaração de falência, insolvência, ou caso o concessionário requeira recuperação judicial da empresa<sup>157</sup>.

As hipóteses de extinção previstas nos incisos IV e V do art., 28 de Lei 9.478/99 são alusivas ao insucesso da fase de exploração, seja pela não ocorrência de descoberta dotada de comercialidade, seja pelo baixo potencial de produtividade dos poços encontrados.

De toda forma, é essencial compreender que o concessionário está protegido contra rescisões injustificadas da Administração pública, o que não é típico dos contratos administrativos, que usualmente dotam o Poder Público de prerrogativas que passam, não raras vezes, pela possibilidade de rescisão contratual por razões político-discrecionárias, a exemplo do art. 78, XII, da Lei 8.666/93<sup>158</sup>, ou mesmo dos arts. 35 e 37 da Lei 8.987/95<sup>159</sup>.

Em outras palavras, caso o concessionário cumpra suas obrigações contratuais, a concessão só se extinguirá caso ele queira, ou com o decurso do tempo, e isso funciona como uma garantia institucional como contrapartida aos altos investimentos necessários associados aos riscos inerentes às atividades.

---

<sup>156</sup> “30.1 Este Contrato será rescindido caso o Concessionário deixe de cumprir prazo fixado pela ANP para o adimplemento de obrigação pendente, prazo este que não poderá ser inferior a 90 (noventa) dias, salvo nos casos de extrema urgência, e com exceção do disposto no parágrafo 30.5”.

<sup>157</sup> 30.3 “Também poderá dar-se a rescisão deste Contrato se o Concessionário ou qualquer dos seus integrantes for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Nestes casos o Concessionário ou o integrante do Concessionário terá 90 (noventa) dias, a contar da data de tal evento, para ceder a sua participação indivisa, nos direitos e obrigações deste Contrato, nos termos da Cláusula Vigésima-Oitava. Se o Concessionário ou integrante do Concessionário não efetuar a Cessão no referido prazo, a ANP poderá rescindir o Contrato com relação ao Concessionário ou ao integrante do Concessionário em questão, sem prejuízo, neste último caso, dos direitos dos demais integrantes do Concessionário”.

<sup>158</sup> “Art. 78. Constituem motivo para rescisão do contrato: (...) XII - razões de interesse público, de alta relevância e amplo conhecimento, justificadas e determinadas pela máxima autoridade da esfera administrativa a que está subordinado o contratante e exaradas no processo administrativo a que se refere o contrato;”.

<sup>159</sup> “Art. 35. Extingue-se a concessão por: (...) II - encampação; (...) Art. 37. Considera-se encampação a retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica e após prévio pagamento da indenização, na forma do artigo anterior”.

## 6.2 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Como abordado anteriormente, a remuneração do Poder Público no contrato de concessão, segundo a legislação brasileira, se dá por meio das participações governamentais. A tributação não pode ser considerada como uma forma de remuneração uma vez que qualquer atividade está sujeita à exação fiscal, independentemente de implicar ou não na perda de algum patrimônio público, como no caso do petróleo.

### 6.2.1 *Da Previsão Constitucional*

O pagamento de participações governamentais possui base na Constituição da República, a qual dispõe, no parágrafo primeiro do artigo 20:

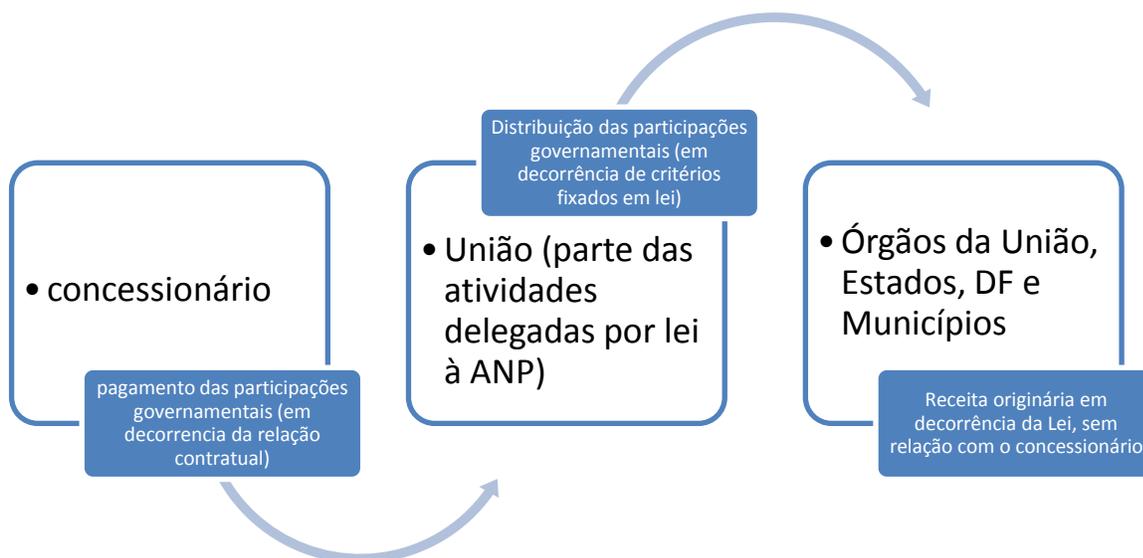
§ 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

A Constituição garante participação no resultado da exploração ou compensação financeira por essa exploração de petróleo ou gás natural à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios. Então, segundo tal dispositivo constitucional, duas são as hipóteses de remuneração pública na concessão de petróleo ou gás: participação e compensação.

A utilização do vocábulo exploração no dispositivo constitucional deve ser interpretado sob uma perspectiva ampla, significando exploração econômica. Portanto, o texto constitucional não pretendeu utilizar exploração no sentido da etapa prévia à produção na cadeia produtiva do petróleo, como definiu o art. 6.º, XV, da Lei 9.478/97. Tal questão já foi abordada em tópico anterior.

Como o dispositivo Constitucional utilizou as expressões petróleo e gás natural, dando a entender que se referia apenas aos minérios em estado bruto, conclui-se que os pagamentos das participações governamentais, por orientação constitucional, só incide no *upstream*. É que o refino, que transforma o minério bruto em derivados, já é uma etapa do chamado *middstream*, a partir da qual não ocorre mais a incidência das participações governamentais.

Uma coisa é a remuneração pública decorrente do contrato de concessão. Esta é devida integralmente à União, com quem o concessionário assina o contrato de concessão, via ANP, e única proprietária dos recursos minerais. Outra coisa é a distribuição que a União faz desse dinheiro, segundo critérios definidos em lei, para os demais entes federados. Estes não são signatários do contrato de concessão e não têm absolutamente nenhuma relação com os concessionários ou com o contrato de concessão.



São duas as fases de processamento da remuneração pública do contrato de concessão:

- a) a primeira delas é o pagamento realizado pelo concessionário à União, de acordo com os percentuais fixados no contrato de concessão e que se sagraram

vencedores na licitação, feito diretamente à Secretaria do Tesouro Nacional, por meio de DARF – Documento de Arrecadação da Receita Federal, consoante disposto no Manual de Procedimentos de Royalties da ANP (ANP, 2010);

- b) a segunda fase é a distribuição das participações governamentais aos demais entes federados, nos casos que couber, e segundo os percentuais previstos em lei.

Além das participações governamentais, o art. 176, § 2º da Constituição assegura a “participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei”. Desse modo, além das participações governamentais que representam a remuneração do poder público pela perda do patrimônio, o concessionário ainda deve pagar uma participação em dinheiro ao proprietário do solo.

Percebe-se ser essa determinação uma liberalidade da Constituição, uma vez que, de acordo com o *caput* do art. 176<sup>160</sup> a propriedade do solo é distinta da propriedade do subsolo. Assim, não há o que indenizar o proprietário do solo pela exploração do subsolo. Observe-se que a limitação do uso do solo nas atividades de produção são remuneradas pela instituição de servidões administrativas, e a inutilização pela realização de desapropriações, independentemente da participação aludida no art. 176, § 2º da Constituição, cuja responsabilidade também é atribuída ao concessionário<sup>161</sup>.

### 6.2.2 *Dos dispositivos infraconstitucionais*

Do ponto de vista infralegal, duas legislações serão essenciais para a compreensão das participações governamentais nos contratos de concessão para produção de petróleo e gás: a Lei 7.990/89 e a Lei 9.784/97.

<sup>160</sup> “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”.

<sup>161</sup> Conforme determinação da Lei 9.478/99 “Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente: (...) V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato”.

A Lei 7.990/89:

Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF)<sup>162</sup>.

Pela redação da ementa da Lei percebe-se que ela instituiu as participações governamentais que as concessionárias deveriam pagar à União, e, ao mesmo tempo, definiu as percentuais de distribuição dessas receitas entre os órgãos da União, os Estados, o DF e os Municípios.

A legislação, ainda, nominou essas participações governamentais todas de compensação financeira, uma vez que a Constituição no artigo 20, § 1º possibilitou a instituição de rendas com a finalidade de compensação ou de participação.

É possível fazer desde logo uma crítica à utilização impensada dessa nomenclatura para as participações governamentais previstas na lei 7.990/89. É que a compensação traz uma ideia de indenização, ou seja, uma remuneração para compensar um dano, uma perda. Assim, para que haja uma compensação é preciso que haja um dano e que esse dano seja quantificável, sob pena de não se ter o que indenizar.

Como se verá adiante, nenhuma das participações governamentais instituídas na Lei 7.990/89 possui caráter compensatório, posto que em nenhuma das hipóteses se relaciona a indenizar qualquer tipo de dano. Ao contrário, as participações têm como base elementos relacionados à atividade de produção, como quantidade de óleo produzido, tempo de ocupação na área de concessão ou pagamento pelo direito de assinar o contrato, como forma de barganha.

A única possibilidade de vislumbrar um caráter indenizatório é o pagamento das participações governamentais sobre a quantidade da produção em favor da União, detentora dos recursos minerais. Seria uma forma da concessionária remunerar a União pela retirada de um recurso mineral que lhe pertence.

---

<sup>162</sup> “Art. 21. Compete à União: (...)XIX - instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de outorga de direitos de seu uso”.

Com relação a Estados e Municípios não há nenhum elemento que justifique a identificação das participações governamentais como espécie compensatória, só lhe restando a possibilidade de serem compreendidas como participação. É como se a Constituição e as leis tivessem determinado serem alguns estados e municípios, segundo os percentuais na legislação fixados, “sócios naturais” dos empreendimentos petrolíferos da União.

Rodrigo Valente Serra (SERRA, 2005, *passim*) aponta seis razões que justificam a existência dos *royalties*, ressaltando sua dupla funcionalidade: fiscal e extrafiscal. Segundo o autor, os *royalties* serviriam como:

- a) instrumento de captura de rendas extraordinárias: Como a lucratividade das empresas petrolíferas é muito alta, as participações governamentais serviriam como forma de apropriação pública dessas receitas que ultrapassassem o que se considera renda razoável ou ordinária no setor. Tal função, em que pese tenha muito sentido, se mostra fragilizada quando se observa que no Brasil as participações governamentais não possuem alíquota progressiva. Caso tivesse realmente a função de capturar rendas extraordinárias, a alíquota da exação progrediria à medida que as rendas ultrapassassem certos patamares, o que não se verifica. Em outras palavras, caso o objetivo fosse capturar as receitas extraordinárias, a alíquota deveria ser maior nessas do que nas receitas ordinárias. Como a exação é uniforme, sendo a alíquota idêntica independentemente da produção do concessionário, parece ficar um pouco prejudicado esse desiderato na legislação brasileira.
- b) Fundo de compensação pela alienação de um patrimônio: Como visto, a União é proprietária dos recursos minerais, inclusive o petróleo e o gás. Já se viu também que a expressão produção não é tecnicamente correta, posto que na verdade nada é produzido no campo petrolífero. O que ocorre é a extração de um minério que pertence à União pela concessionária, que é remunerada pela atividade com o óleo retirado. E o que a União ganha com essa atividade? A remuneração do poder público pela perda do patrimônio prospectado pela concessionária é feita pelo pagamento das participações governamentais. É como se a União estivesse vendendo o óleo e o preço fossem as participações governamentais.

- c) Mecanismo de internalização nas concessionárias dos custos sociais inerentes à atividade: Como debatido em tópicos anteriores, as externalidades são consequências de uma conduta que recaem sobre terceiros que não concorreram com sua prática. A indústria de exploração e produção de petróleo tradicionalmente é associada a enormes externalidades negativas, como poluição, adensamento populacional e desestímulo às demais atividades produtivas. Segundo essa perspectiva, as participações governamentais teriam a função de compensar o Poder Público por esses custos suportados. Com a devida vênia, não parece ter sentido essa concepção por diversas razões. As externalidades negativas de qualquer empreendimento são internalizadas no agente por meio do exercício do Poder de Polícia, mediante licenciamentos pelos órgãos ambientais<sup>163</sup> e urbanísticos, com medidas preventivas (prevenção com custos para o empreendedor) e compensatórias (medidas reparadoras pelos danos esperados). Ademais, nos casos de danos efetivos além dos esperados, são devidas indenizações, independentemente das sanções administrativas e criminais. Como as participações governamentais não aferem nenhuma espécie de externalidade para internalizá-la nas concessionárias, nem tampouco excluem o sistema usual de proteção aos direitos difusos, parece difícil compreender essa função nas participações governamentais.
- d) Compensação pelos impactos decorrentes do adensamento populacional: tal escopo das participações governamentais também se mostra inviável considerando a legislação brasileira, pois, como dito, não é concebível uma indenização com relação a um dano não mensurado. Não se leva em conta os impactos do adensamento populacional para o pagamento de nenhuma participação governamental. Ao contrário, no Brasil, as participações governamentais não se parametrizam por nenhum dano decorrente da indústria de petróleo e gás, mas sempre pela atividade empresarial, de modo que, em que pese seja permitido pela Constituição, nenhuma participação governamental das que atualmente existem no Brasil se prestam à compensação por algum dano, salvo a remuneração que a concessionária paga à União pela perda de seu recurso mineral. Com

---

<sup>163</sup> “As operações com petróleo exigem três tipos de licença: 1) Licença prévia, obrigatória para as atividades de perfuração e testes de produção. 2) Licença de instalação, obrigatória para o programa de desenvolvimento dos novos campos e para a instalação de novos equipamentos nos campos já em produtividade. 3) Licença de operação, obrigatória para atividades sísmicas e de produção. É igualmente exigido um estudo ambiental (EA) para os serviços sísmicos. [...] As atividades de produção exigem um projeto de controle ambiental (PCA) que é composto de relatórios enumerando as medidas para minimizar os impactos que o ambiente venha a sofrer” (RIBEIRO, 2009, p. 152).

relação a estados e municípios a perspectiva é sempre de participação. Tanto é assim que a produção *offshore*, a quilômetros da costa, mesmo que não impacte em nada os Municípios ou Estados confrontantes geram pagamento de participações governamentais.

- e) Instrumento de promoção de políticas de justiça intergeracional: pelo fato do petróleo ser um recurso natural escasso e não renovável, a produção implica num *trade off* muito claro com relação às futuras gerações. Produzir o petróleo hoje é deixar de produzi-lo no futuro, de modo que a geração presente sempre está consumindo uma riqueza que poderia ser usufruída pelas gerações futuras. Desse modo, reservar parte das receitas decorrentes da produção petrolífera para aplicar em investimentos com vistas a compensar esse *trade off* é um dos escopos das participações governamentais, como, por exemplo, a diversificação da indústria nacional.

Como visto, pela legislação atual, as participações governamentais nos contratos de concessão, pelo fato de serem sempre pagas em dinheiro, e não em petróleo e gás, representam um pagamento feito pela concessionária à União pela aquisição de seu recurso mineral. É bem verdade que até 1998 as concessionárias pagavam diretamente aos beneficiários suas cotas referentes à compensação financeira, mas a partir da edição do Decreto 2.705/98 todos os pagamentos são concentrados na União, por meio da Secretaria do Tesouro Nacional, que posteriormente repassa os valores devidos aos demais beneficiários com base nos cálculos feitos pela ANP.

Nessa perspectiva, a Lei 7.990/89, alterou o artigo 27 da Lei nº 2.004/53, já modificada anteriormente pelas Leis nº 3.257/57, 7.453/85, e 7.525/86, passando seu *caput* a dispor da seguinte maneira:

Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro - PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios:

I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;

II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;

**III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.**

[...]

§ 4º. É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem **extraídos da plataforma continental** nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios **onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque**; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas e 0,5% (meio por cento) para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios [...].

Como se pode perceber, a legislação infraconstitucional seguiu o mesmo viés por que se direcionou o legislador constituinte, no sentido de estabelecer a participação governamental apenas no *upstream*. Tal fato se verifica pela utilização das expressões “extraído de seus respectivos territórios” e “extraídos da plataforma continental” ou mesmo “de óleo bruto e/ou gás natural”, portanto, antes do refino. Clara também a delimitação da incidência das participações governamentais apenas no *upstream* pelo fato dos repasses a serem feitos aos “Estados Produtores”, aos “Municípios Produtores” e aos “Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural”, ou seja, nesse último caso antes do refino, com os produtos *in natura*.

Não por acaso a definição de participações governamentais trazida pelo Decreto 2.705/98, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais, aplicáveis à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, é o seguinte: “pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto”.

Como dito, existe uma diferença entre o pagamento das participações governamentais pela concessionária e sua distribuição entre os entes da federação. A legislação atual, por uma questão de liberalidade, decidiu distribuir o produto da arrecadação apenas entre a União e os municípios e estados produtores, o que não impede que uma legislação futura venha a dispor de modo contrário.

Assim, como se verá no tópico alusivo ao sistema de partilha, existem propostas de alteração do sistema de distribuição das participações governamentais para incluir todos os Municípios e Estados, mesmo sem serem considerados como produtores, como uma medida de justiça federativa. É que, na verdade, como se sabe, a imensa maioria da produção nacional é *offshore*, a quilômetros da costa, sem qualquer relação com o município ou o estado confrontante. Ora, se o mar territorial pertence à União (art. 20, VI, CF), assim como os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva (art. 20, V, CF), por que razão as participações governamentais devem ser dirigidas integralmente aos Municípios e estados confrontantes? Não parece haver razão aparente, salvo a barganha política bem sucedida, especialmente do Estado do Rio de Janeiro e seus Municípios.

Portanto, a incidência das participações governamentais ocorre apenas dentro de uma área de concessão, sem prejuízo de uma alteração legislativa prever o contrário.

É o Decreto 01/91 o responsável pela definição das chamadas estações de embarque e desembarque, e no seu artigo 19<sup>164</sup> se refere a instalações que possuem contato com os campos produtores de petróleo ou gás natural: 1) a instalação deve estar relacionada com a atividade de produção e b) as estações de embarque e desembarque devem abranger operações exclusivamente com “óleo bruto” ou “gás natural”, esta última expressão interpretada autenticamente pelo art. 6.º, II da Lei 9.478/97<sup>165</sup>.

São cinco, e apenas cinco, os objetos definidos pelo Decreto 01/91 como sendo “estações de embarque e desembarque”: 1 – As monobóias, 2 – Os quadros de bóias múltiplas, 3 – Os píeres de atracação, 4 – Os cais acostáveis, 5 – As estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural.

Tal conclusão advém do fato de o quinto elemento estar, no texto do decreto, introduzido pela partícula “e”, a qual possui a função de apresentar o último elemento de uma lista. O segundo “e”, já interno ao quinto elemento, traz uma terceira característica a tais estações, ou

---

<sup>164</sup> “Para os efeitos deste artigo, consideram-se como instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural, as monobóias, os quadros de bóias múltiplas, os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural”.

<sup>165</sup> “II – todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros”.

seja, elas devem ser terrestres, devem ser coletoras de campos produtores ‘e’ devem ser de transferência do gás natural. São características cumulativas, portanto, pertinentes a uma mesma estação. E todas essas características devem estar simultaneamente presentes em uma estação para que esta se enquadre no quinto elemento definido como “estação de embarque e desembarque”. Não são requisitos alternativos para o enquadramento na definição, caso contrário dir-se-a: devem ser terrestres, devem ser coletoras de campos produtores ou devem ser de transferência do gás natural.

Obviamente, uma estação que somente é terrestre não faz jus ao recebimento da participação governamental prevista na Lei 7.990/89: além de ser terrestre ela deve ser coletora de campos produtores de petróleo e gás natural e, ainda, de transferência desses produtos coletados. De igual maneira, não basta que uma estação seja coletora de campos produtores para integrar o quinto elemento definido e, assim, ensejar o recebimento de *royalties*: é necessário que ela, além de coletora, seja terrestre e de transferência<sup>166</sup> do produto coletado.

Assim, até a Lei 7.990/89 só havia uma participação governamental, até então denominada de compensação financeira<sup>167</sup> pelo seu art. 27, tendo uma alíquota de 5% (cinco por cento) sobre o valor da produção, cuja distribuição entre os entes federados era feita segundo os percentuais estabelecidos no mesmo dispositivo. O número de participações governamentais era reduzido pelo fato da indústria até então vir sendo explorada em regime de monopólio pela Petrobrás, de modo que a lucratividade da empresa era também da União, portanto, a renda do setor não vinha apenas das participações governamentais, mas da própria atividade empresarial no *upstream*.

Então adveio a quebra do monopólio estatal pela Emenda Constitucional n° 09 de 1995 e sua regulamentação pela Lei do Petróleo, a Lei 9.478/97, na qual foram previstas quatro

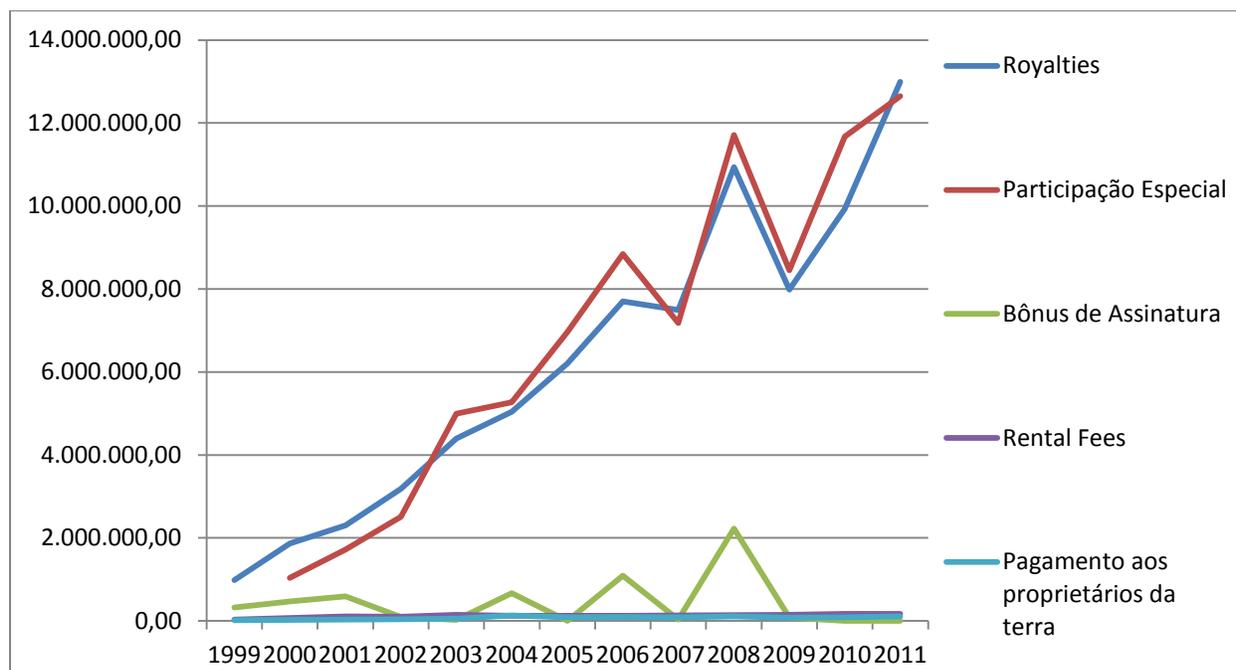
---

<sup>166</sup> Lembre-se que o conceito de transferência é expressamente fixado no art. 6º, VIII, da Lei 9.478.97: “Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011)”.

<sup>167</sup> Como já se observou, essa denominação é indevida, posto não objetiva realizar qualquer tipo de indenização, salvo se assim for compreendido o pagamento pela concessionária à União pela retirada de seu recurso natural.

modalidades de participações governamentais: Royalties, Participação Especial, Bônus de assinatura e Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área<sup>168</sup>.

Veja-se a evolução da arrecadação das participações governamentais comparativamente em milhares de reais:



<sup>168</sup> “Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação: I - bônus de assinatura; II - royalties; III - participação especial; IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área. § 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

	Royalties	Participação Especial	Bônus de Assinatura	Rental Fees	Pag. Prop. Terras
1999	983.599,40		321.656,60	28.957,30	15.071,00
2000	1.867.752,20	1.038.738,00	468.259,00	72.517,50	25.609,00
2001	2.303.290,30	1.722.047,40	594.944,00	112.329,00	28.562,90
2002	3.183.984,90	2.510.181,40	92.378,00	101.757,80	37.422,50
2003	4.396.377,80	4.997.434,90	27.448,50	144.375,70	53.371,70
2004	5.042.825,70	5.271.977,10	665.196,00	120.544,10	134.796,60
2005	6.206.086,10	6.965.128,40	0	125.299,80	84.937,00
2006	7703543,2	8839990,8	1088848,6	126.260,80	96.877,40
2007	7.490.613,50	7.177.533,10	31.376,00	135.044,40	82.576,70
2008	10.937.857,64	11710789,4	2.228.070,10	139.706,00	110.145,53
2009	7.983.711,18	8452809,8	80.197,20	146.474,55	75.426,17
2010	9.929.990,27	11670010,9	4.390,80	168.408,83	87.273,51
2011	12.987.949,65	12.649.108,00	0	173.213,63	112.386,50

Vê-se claramente a franca evolução na arrecadação de participações especiais e de *royalties*, que se alternam no primeiro lugar. Como a produção em terra representa uma pequena minoria na produção nacional, o pagamento ao proprietário da terra representa pequena parte se comparado com as participações governamentais. Já os bônus de assinatura crescem a depender da qualidade dos blocos licitados e quando não há licitação no ano sua arrecadação é zerada<sup>169</sup>.

### 6.2.3 O bônus de assinatura

O art. 46 da Lei 9.478/97 prevê o bônus de assinatura nos seguintes termos:

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

<sup>169</sup> “ao longo dos últimos anos, os beneficiários das participações governamentais do petróleo e do gás natural vêm experimentando um expressivo aumento em suas arrecadações, decorrente não apenas do aumento da produção, mas, principalmente, das mudanças na legislação ocorridas no âmbito do processo de flexibilização do monopólio das atividades de exploração e produção. Houve o surgimento de uma nova compensação financeira denominada Participação Especial e também mudanças nos *royalties* até então existentes, cuja alíquota básica aumentou de 5% para 10%, além do alinhamento dos preços do petróleo brasileiro aos preços internacionais para fins de cálculo das participações governamentais, internalizando-se também nesse cálculo a variável câmbio (GUTMAN, 2007, p. 72).

Pela disposição legal, o bônus de assinatura corresponde a um lance em dinheiro feito pela concessionária no curso da licitação<sup>170</sup> e que é utilizado como um dos critérios para definição da empresa ou consórcio vencedor, a ser pago quando da assinatura do contrato, conforme critérios adiante mais detalhados.

Conforme art. 15, II, da Lei 9.478/97, os bônus de assinatura se destinam ao custeio da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, sendo definido como sua receita<sup>171</sup> para custeio de suas necessidades operacionais. A fixação do valor mínimo do bônus de assinatura é ato discricionário da ANP, que deve se pautar na conveniência e oportunidade, sempre observando a razoabilidade, e, acertadamente, vem buscando fixar valores mínimos levando-se em conta as características dos diversos blocos colocados em licitação. Assim, blocos de nova fronteira ou que exijam grandes investimentos, naturalmente vocacionados para grandes empresas, possuem bônus em valor muito mais elevado que os blocos de menor investimento cujos destinatários são empresas de menor porte.

#### 6.2.4 *Os royalties*

A segunda espécie de participação governamental, prevista no art. 47 da Lei 9.478/97 são os *royalties*<sup>172</sup>, num percentual que pode variar entre 5% (cinco por cento) e 10% (dez por cento)

<sup>170</sup> Conforme Decreto 2.705/98: “Art 9º O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.

Parágrafo único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

Art 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997”.

<sup>171</sup> “Art. 15. Constituem receitas da ANP: (...) II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado”.

<sup>172</sup> “Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

da produção do petróleo ou gás natural. Desse modo, há uma parcela fixa de 5% (cinco por cento), que incidirá sobre todos os contratos de concessão<sup>173</sup>, e uma outra parcela que pode variar de zero até 5% (cinco por cento), o que somado atingiria o percentual de 10% (dez por cento). Assim, os *royalties*, em que pese sejam uma participação governamental, se subdivide em duas: a parcela fixa e a parcela variável.

O art. 11 do Decreto 2.705/98 define os *royalties* como compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedadas quaisquer deduções.

Com relação à parcela fixa, o art. 48<sup>174</sup> da lei do petróleo remeteu à lei 7.990/89, aplicando a mesma sistemática da compensação financeira prevista no seu art. 27 e acima tratada. Na verdade, os *royalties* vieram para substituir a compensação financeira, em que pese tenha tratamento jurídico idêntico. Tanto é assim que o Decreto 01/91, que, segundo sua ementa, “regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências”, até hoje é utilizado como regulamento para processamento da parcela fixa dos *royalties*.

O art. 49 trata da parcela variável dos *royalties*, estabelecendo os critérios de distribuição:

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição: (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

---

§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos”.

<sup>173</sup> Até porque os *royalties* são obrigatórios para todos os contratos de concessão, assim como o pagamento pela retenção da área (*rental fees*), como preceitua o art. 45, § 1º da Lei 9.478.97.

<sup>174</sup> “Art. 48. A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. (Vide Lei nº 10.261, de 2001) (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)”.

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias; (Redação dada pela Lei nº 11.921, de 2009) (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;

b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;

c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção; (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias. (Redação dada pela Lei nº 11.921, de 2009) (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia serão aplicados, no mínimo, 40% (quarenta por cento) em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste, incluindo as respectivas áreas de abrangência das Agências de Desenvolvimento Regional. (Redação dada pela Lei nº 11.540, de 2007)

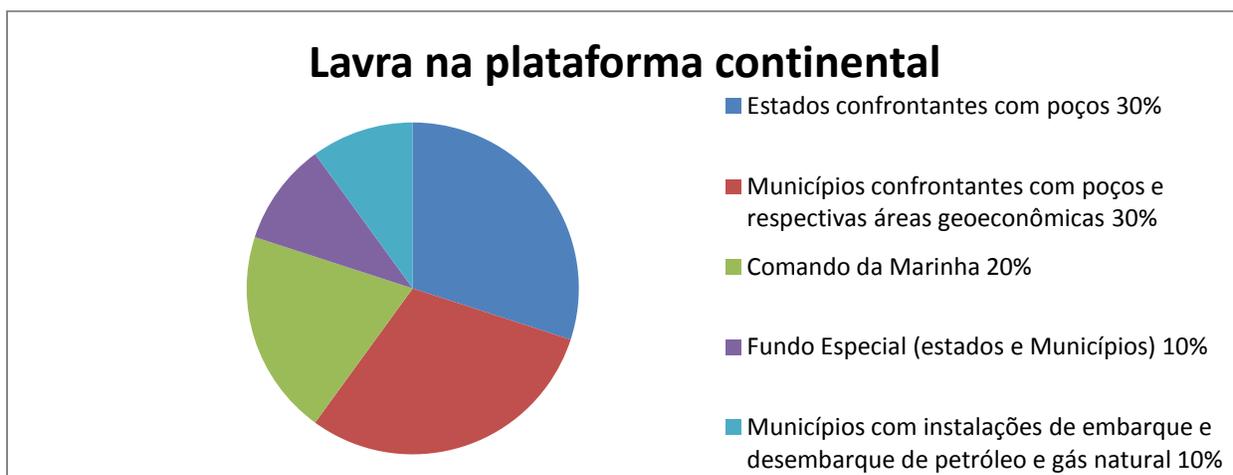
§ 2º O Ministério da Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no caput deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do País, segundo normas a serem definidas em decreto do Presidente da República. (Vide Decreto nº 7.403, de 2010)

§ 3º Nas áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, a parcela dos royalties que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao fundo de natureza contábil e financeira, criado por lei específica, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio

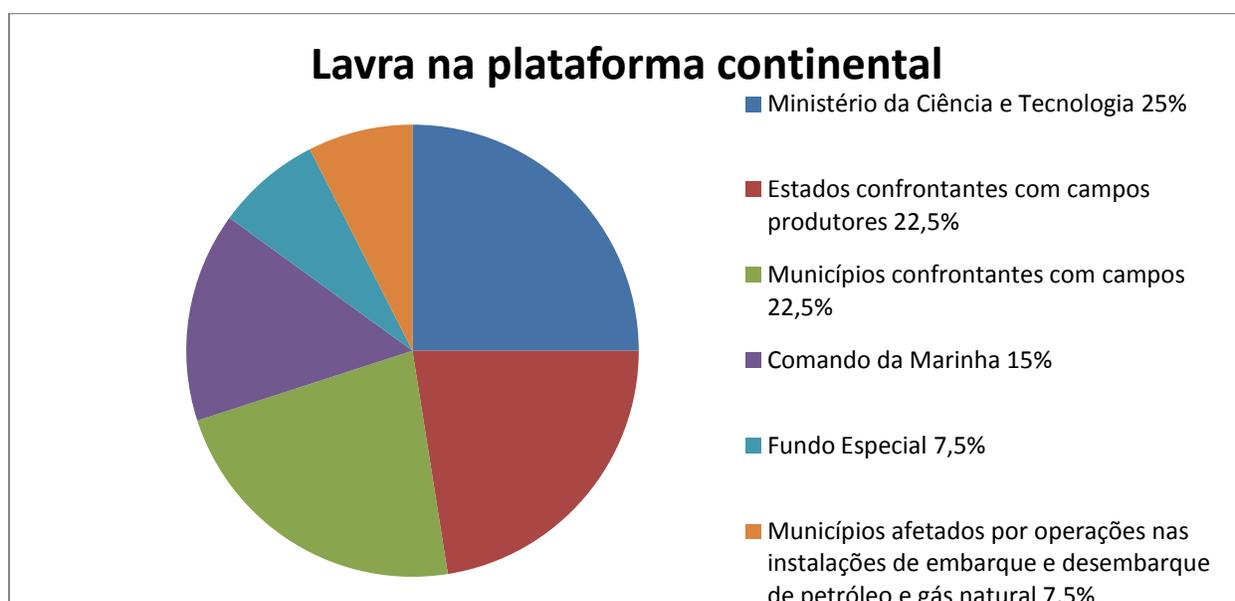
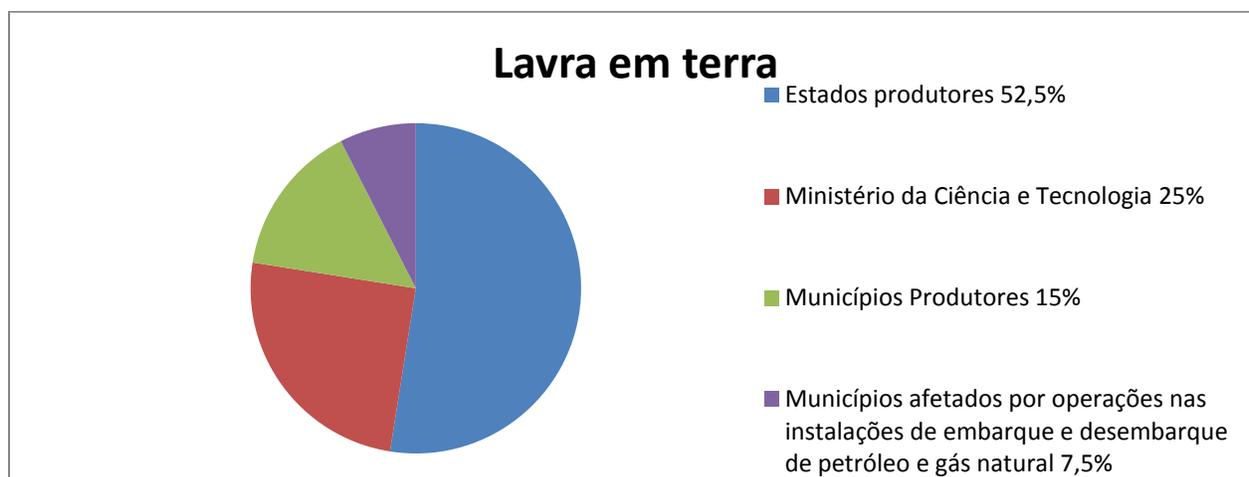
ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, vedada sua destinação aos órgãos específicos de que trata este artigo. (Incluído pela Lei nº 12.351, de 2010) (Vide Decreto nº 7.403, de 2010).

Como dito, existe a parcela fixa de *royalties*, no percentual de 5% sobre a produção, e a parcela variável, que se adiciona à parcela fixa até o máximo de 10%. Após a concessionária realizar o pagamento à União, segue-se a segunda fase do processamento que é a distribuição. Tanto com relação à parcela fixa (art. 27 da Lei 7.990/89) como com relação à parcela variável (art. 49 da Lei 9.478/99), os percentuais de distribuição aos entes federados e aos órgãos da União variam a depender da origem da produção, se em terra (*onshore*) ou em mar (*offshore*). Assim, é possível ilustrar essa sistemática a partir das seguintes demonstrações:

#### Parcela de 5% - Lei nº 7.990/1989 e Decreto nº 1/1991



### Parcela acima de 5% - Lei nº 9.478/1997 e Decreto nº 2.705/1998



Para melhor compreensão dos dados seguem definições dadas pelo Manual de Procedimento dos *royalties* da ANP:

Estados produtores – terra	Estados em cujo território há poços produtores
----------------------------	------------------------------------------------

	de petróleo e/ou gás natural
Municípios produtores- terra	Municípios em cujo território há poços produtores de petróleo e/ou gás natural
Estados confrontantes –mar	Estados confrontantes a poços produtores marítimos (parcela até 5%- Art. 20 do Dec. n. 01/91) ou a campos marítimos (parcela acima de 5% - § 2º do Art. 15 do Dec. 2.705/98), localizados dentro das linhas de projeção dos respectivos limites territoriais (linhas ortogonais) até a linha de limite da plataforma continental.
Municípios confrontantes – mar	Municípios confrontantes a poços produtores marítimos (parcela até 5%- Art. 20 do Dec. n. 01/91) e campos marítimos (parcela acima de 5% - § 2º do Art. 15 do Dec. 2.705/98) localizados dentro das linhas de projeção (ortogonais e paralelas) dos respectivos limites territoriais do município até a linha de limite da plataforma continental
Área geoeconômica (inciso III do Art. 18 do Dec. n. 01/91)	Municípios próximos aos municípios confrontantes, enquadrando-se em três zonas: Zona de Produção Principal, Zona de Produção Secundária e Zona de Produção Limítrofe (§ 2º do Art. 20 Dec. no 1 de 11.01.1991 - conceito aplicável somente para a parcela de 5%).
Zona de Produção Principal	Composto dos próprios municípios confrontantes com poços marítimos produtores ou municípios onde estiverem localizadas 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos: a) instalações industriais para processamento,

	<p>tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos (tais instalações devem servir exclusivamente a uma dada área de produção petrolífera marítima - § 3o do Art. 20 do Dec. n. 01/91);</p> <p>b) instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.</p>
Zona de Produção Secundária	<p>Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluída, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;</p>
Zona Limítrofe à Zona de Produção Principal	<p>Os municípios contíguos aos municípios que a integram, bem como os municípios que, embora não atendendo ao critério de contigüidade, sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo ou do gás natural, segundo critérios adotados pelo IBGE</p>
Distritos	<p>Área submunicipal, definida pelos próprios municípios (inciso IV do Art. 30 da CF), cujo</p>

	número de habitantes é usado como base para a distribuição dos <i>royalties</i> (parcela de 5%) para a zona secundária de produção
Municípios com instalações de embarque e desembarque – (conceito aplicável à parcela de 5%)	Municípios com as seguintes instalações: 1. monobóias, 2. quadro de bóias múltiplas (inclusive quadro de âncoras), 3. píeres de atracação, 4. cais acostáveis, 5. estações terrestres coletora de campos produtores e de transferência de óleo bruto ou gás natural.

O art. 9º da Lei 7.525/86 trata da questão das projeções que servirão de base à definição dos Estados e Municípios confrontantes com poços produtores localizados na plataforma continental, atribuindo ao IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística esta missão, utilizando para tanto a linha geodésica ortogonal à costa, ou segundo o paralelo até o ponto de interseção com os limites da plataforma continental<sup>175</sup>:

<sup>175</sup> Regulamentando a Lei 7.525/86, o Decreto 93.189/86 estabelece: “Art. 1º. A Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, para traçar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes segundo a linha geodésica ortogonal à costa, tomará por base a linha da baixa-mar do litoral continental e insular brasileiro adotado como referência nas cartas náuticas.

Art. 2º. Para o fim de traçar as linhas de projeção dos limites territoriais segundo o paralelo até o ponto de sua intersecção com os limites da plataforma continental, entender-se-á por plataforma continental o leito do mar e o subsolo das regiões submarinas adjacentes à costa, até o ponto em que a profundidade das águas sobrejacentes permita o aproveitamento dos recursos naturais dessas regiões.

Art. 3º. Nos lugares em que o litoral apresente reentrâncias profundas ou saliências, ou onde exista uma série de ilhas ao longo da costa e em sua proximidade imediata, será adotado o método das linhas de bases retas, ligando pontos apropriados para o traçado da linha em relação à qual serão tomadas as projetantes dos limites territoriais.

Art. 4º. Os limites dos Estados e dos Territórios serão projetados segundo a linha geodésica ortogonal à costa, enquadrando estas projeções às dos limites municipais.

Art. 5º. Os limites dos Municípios confrontantes serão projetados segundo o paralelo, além da linha geodésica ortogonal à costa, mantendo-se as respectivas projeções no enquadramento das projeções dos Estados e dos Territórios”.

Art. 9º Caberá à Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE:

I - tratar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, segundo a linha geodésica ortogonal à costa ou segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental;

II - definir a abrangência das áreas geoeconômicas, bem como os Municípios incluídos nas zonas de produção principal e secundária e os referidos no § 3º do art. 4º desta lei, e incluir o Município que concentra as instalações industriais para o processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;

III - publicar a relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados, 30 (trinta) dias após a publicação desta lei;

IV - promover, semestralmente, a revisão dos Municípios produtores de óleo, com base em informações fornecidas pela PETROBRÁS sobre a exploração de novos poços e instalações, bem como reativação ou desativação de áreas de produção.

Parágrafo único. Serão os seguintes os critérios para a definição dos limites referidos neste artigo:

I - linha geodésica ortogonal à costa para indicação dos Estados onde se localizam os Municípios confrontantes;

II - seqüência da projeção além da linha geodésica ortogonal à costa, segundo o paralelo para a definição dos Municípios confrontantes no território de cada Estado.

A ANP fiscaliza se as participações governamentais são corretamente recolhidas pelos concessionários e realiza, com base nos dados cartográficos elaborados e encaminhados pelo IBGE, os cálculos referentes à distribuição destas participações aos beneficiários, cuja arrecadação da concessionária é feita diretamente pela União, por meio da Secretaria do Tesouro Nacional, que é também quem repassa os valores aos órgãos da União, estados e municípios beneficiários, como se depreende do art. 20 do Decreto 2.705/98<sup>176</sup>.

O cálculo do valor devido a título de *royalties* levado a cabo pela ANP leva em consideração o volume de produção aferido a partir dos pontos de medição instalados nos campos produtores<sup>177</sup> e o valor de referência do petróleo<sup>178</sup>.

<sup>176</sup> “Art. 20. Os recursos provenientes dos royalties serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP”.

<sup>177</sup> Decreto 2.705/98: “Art. 4º A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

I - à periodicidade da medição;

Cada campo possui uma alíquota de *royalty* própria, volumes de produção e preços específicos, bem como é delimitado por uma área geográfica devidamente licitada e sua operação é regida por contrato de concessão. A ANP define a alíquota variável (de 5% a 10%) levando em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, conforme previsto no § 1º do art. 47 da Lei 9.478/97).

Os valores dos *royalties* a serem recolhidos são calculados com base na seguinte fórmula:

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da Produção}$$

Onde:

$$\text{Valor da Produção} = \text{V(óleo)} \times \text{P.ref(óleo)} + \text{V(gás)} \times \text{P.ref(gás)}$$

V(óleo): volume de petróleo produzido

P.ref(óleo): preço de referência do óleo

V(gás): volume da gás produzido

P.ref(gás): preço de referência do gás

---

II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;

III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;

IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de petróleo e gás natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art. 5º A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art. 6º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento. Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto”.

<sup>178</sup> Conforme Decreto n 2.705/98: “Art. 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior”.

Desse modo, o valor que a concessionária deve recolher à União, a título de *royalties*, é calculado multiplicando-se o volume de óleo produzido pelo seu preço de referência, assim como multiplicando-se o volume de gás produzido pelo seu preço de referência, após o que os dois valores, relativos ao óleo e ao gás, são somados. Como dito, o volume de produção é aferido a partir dos pontos de medição instalados nos campos produtores, cujos dados são consolidados em relatórios periódicos encaminhados periodicamente à ANP pela concessionária<sup>179</sup>.

O preço de referência é calculado, com base no art. 7º do Decreto 2.705/98, como resultado da média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. O preço mínimo estabelecido pela ANP tem por base o valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares ao da concessionária cotados no mercado internacional.

A lógica da incidência dos *royalties*, que possuem como base de cálculo o volume de produção, pode levar a cenários de distorção, uma vez que a rentabilidade da empresa concessionária depende do preço internacional do petróleo. Como o custo de produção não depende do preço do petróleo, quando este último está em baixa, pode ser que o excedente do custo de produção seja pequeno. Caso a base de cálculo dos *royalties* fosse o lucro, nesse caso, ele seria reduzido à proporção da queda da lucratividade. Como a base de cálculo é o volume de produção, é possível que os *royalties* tornem inviável a prospecção.

Por exemplo, se num cenário de baixa o preço internacional do petróleo equivale ao custo de produção, caso incidam *royalties* sobre um percentual do volume de produção, haverá prejuízo ao concessionário, sendo estrategicamente mais interessante para ele não produzir. Caso a incidência fosse sobre o lucro, no exemplo dado, os *royalties* seriam zero, pois a base de cálculo também seria zero, e, nesse cenário, estaríamos diante de um campo marginal.

---

<sup>179</sup> Pela dicção do Decreto 2.705/98: “Art 18. O valor dos *royalties* será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação”.

Assim, num cenário de baixa, um campo que seria explorável (rentável), pode deixar de ser pela incidência dos *royalties* sobre o volume de produção, fazendo com que a concessionária deixe de produzir ou abandone um campo ainda fértil.

De outro lado, ao levar em consideração o volume de produção, dois incentivos positivos são dados ao concessionário. O primeiro é o incentivo à gestão mais eficiente da indústria, de modo que, diminuindo o custo de produção, há um aumento no lucro da empresa. O outro incentivo é relativo ao *trade off*. Quando o cenário é de baixa e, em razão do aumento da renda econômica do campo, pelo aumento relativo do peso dos *royalties* (já que a base de cálculo é o volume de produção), é estrategicamente mais interessante não prospectar. Nesse caso, ganha o Estado hospedeiro, que poderá prospectar quando o preço estiver recuperado. De outro lado, pode perder o concessionário, caso a retomada dos preços internacionais não permita a recuperação dos investimentos antes do fim do prazo da concessão.

A ANP não possui atribuição para fiscalizar a aplicação dos recursos pelos seus beneficiários, uma vez que o STF já fixou entendimento de que a receita das participações governamentais é originária dos entes federados dela beneficiários. Como observado no julgamento do MS 24312/DF:

Embora os recursos naturais da plataforma continental e os recursos minerais sejam bens da União (CF, art. 20, V e IX), a participação ou compensação aos Estados, Distrito Federal e Municípios no resultado da exploração de petróleo, xisto betuminoso e gás natural são receitas originárias destes últimos entes federativos (CF, art. 20, § 1º).

O Manual de Procedimentos dos *Royalties* da ANP apresenta interessante quadro indicando a base normativa aplicável a essa participação governamental:

<b>Norma</b>	<b>Conteúdo</b>
LEI Nº 7.525, DE 22.7.1986	Conceito de área geoeconômica
DECRETO Nº 93.189, DE 29.8.1986	Linhas de projeção
LEI Nº 7.990, DE 28.12.1989	Alteração nos royalties
DECRETO Nº 1, DE 11.1.1991	Distribuição da parcela de 5% dos royalties
LEI Nº 9.478, DE 6.8.1997	Lei do Petróleo
DECRETO Nº 2.705, DE 3.8.1998	Participações governamentais
PORTARIA ANP Nº 206, DE 29.8.2000	Preço mínimo do petróleo
PORTARIA ANP Nº 249, DE 1º.11.2000	Queimas e perdas de petróleo e gás natural

PORTARIA ANP Nº 29, DE 22.2.2001	Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque
Resolução ANP No 40 DE 14.12.2009	Preços de referência do gás natural

Os *royalties* são, portanto, apenas uma entre as participações governamentais, em que pese não raras as vezes são expressões tratadas equivocadamente como sinônimas.

### 6.2.5 Participação especial

Além dos *royalties*, que podem variar entre uma alíquota de cinco a dez por cento, a Lei 9.487/97, no seu art. 50, previu a possibilidade da instituição, nos casos de campos com grande volume de produção ou rentabilidade, de outra participação governamental, a participação especial, que incidirá sobre a “receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor” (art. 50 da Lei 9.487/97).

O *caput* do art. 50 determina ainda que a participação especial deveria ser regulamentada por decreto do Presidente da República, o que ocorreu com a edição do Decreto 2.705/98, que a classifica como “compensação financeira extraordinária”<sup>180</sup> e estabelece que serão aplicadas alíquotas progressivas podendo chegar ao percentual de 40%.

Em que pese tenha recebido pelo decreto a denominação de “compensação financeira extraordinária”, o próprio nome da exação indica sua natureza de participação, levando em consideração que o art. 20, §1º da Constituição estabeleceu a possibilidade da instituição de exações com natureza de compensação ou participação.

Nesse caso, parece bastante nítido o caráter de captura de receitas extraordinárias a que se propôs a participação especial, que, diferentemente dos *royalties*, possui progressividade na

<sup>180</sup> “Art 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção”.

alíquota com o incremento do nível de produção e de lucratividade. Assim, incide sobre o lucro de campos com grande volume de produção.

Da mesma forma que nos *royalties*, a ANP fiscaliza se a participação especial é corretamente recolhida pelos concessionários e realiza os cálculos referentes à distribuição destas participações aos beneficiários, não possuindo atribuição para fiscalizar a aplicação dessas participações por seus beneficiários, justamente por se tratarem de receitas originárias.

Conforme disposto no Decreto 2.705/98, as concessionárias informam à ANP os dados relativos à produção e o recolhimento dos valores relativos à participação especial, que é feito diretamente por meio de depósito bancário em nome da União, por meio da Secretaria do Tesouro Nacional<sup>181</sup>.

A Portaria ANP 10/99 estabelece procedimentos para a apuração da PE, principalmente detalhando as deduções permitidas, ao passo que a Portaria ANP 58/2001 define os procedimentos para o envio dos Demonstrativos de Apuração da PE.

Como dito, as alíquotas da participação especial são progressivas, todas fixadas no Decreto 2.705/98, havendo uma faixa de isenção que varia a depender de quanto tempo o campo tem de atividade produtiva. Assim, não há a incidência da participação especial até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida (“lucro”) acumulada seja positiva.

Assim, no primeiro ano de produção a alíquota é uma, que varia no segundo ano de produção, no terceiro e se estabiliza a partir do quarto. Além do tempo de produção, as alíquotas também são diferenciadas levando-se em conta o local de produção, havendo três categorias: a) quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres; b) quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros; c) quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

---

<sup>181</sup> De acordo com o Decreto 2.705/98: “Art 29. O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações”.

Por exemplo, veja-se a progressão das alíquotas dos campos da grande profundidade, situados na plataforma continental em profundidade batimétrica superior a quatrocentos metros:

**Primeiro ano de produção:**

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

**Segundo ano de produção:**

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

**No terceiro ano de produção:**

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento

Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

**A partir do quarto ano de produção:**

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

**onde:**

**RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;**

**VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.**

No caso de apuração de montante negativo a ser pago a título de participação especial, a concessionária pode compensar tais valores com os devidos nos trimestres subsequentes<sup>182</sup>.

Como se vê a alíquota progride à medida que o campo se torna mais lucrativo e à medida de o concessionário aumenta o tempo de utilização do campo. É uma forma de incentivar que

<sup>182</sup> Decreto 2.705/98, art. 22, § 6º: “A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subsequentes”.

sejam feitos maiores investimentos a fim de que o campo se torne altamente lucrativo o mais rápido possível.

O cálculo dos valores devidos a título de participação especial é feito da seguinte forma. Da receita total bruta, utilizando-se os mesmos volumes e preços considerados para o cálculo dos *royalties*, com exceção do volume de gás consumido nas operações do campo ou queimado, que não é considerado na apuração da PE, subtrai-se os gastos dedutíveis, conforme definidos na Portaria ANP 10/99.

O cálculo da receita total bruta do trimestre<sup>183</sup> (diversamente dos *royalties*, cuja apuração é mensal) é feito a partir da seguinte operação, levando em conta a soma dos fatores mensais dos volumes e dos preços do petróleo e do gás no trimestre de apuração:

$$RBP = VPFP1 \times Pp1 + VPFP2 \times Pp2 + VPFP3 \times Pp3 + VPFG1 \times Pg1 + VPFG2 \times Pg2 + VPFG3 \times Pg3$$

onde:

RBP - é a receita bruta de produção do campo no período-base, em reais;

VPFP1, VPFP2 e VPFP3 - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pp1, Pp2 e Pp3 - são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico;

VPFG1, VPFG2 e VPFG3 - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pg1, Pg2 e Pg3 - são os preços de referência do gás natural produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico.

<sup>183</sup> Já que a participação especial é apurada trimestralmente, conforme disposição do art. 22 do Decreto 2.705/98: “Art 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada”.

Desse valor são subtraídos os gastos dedutíveis<sup>184</sup>, chegando-se à receita líquida, sobre a qual incide a base de cálculo devida. O resultado dessa operação é o valor devido a título de participação especial no trimestre.

A receita da participação especial é dividida levando-se em conta os critérios e percentuais fixados no art. 50 da lei 9.478/97:



Desse modo, a participação especial apresenta algumas diferenças com relação aos *royalties*, as duas maiores receitas governamentais da indústria do petróleo, como: a) Os *royalties* são apurados mensalmente, ao passo que a participação especial trimestralmente; b) a base de cálculo dos *royalties* é a receita bruta, a da participação especial a receita líquida; c) a alíquota dos *royalties* é fixa, ao passo que a da participação especial progressiva.

<sup>184</sup> Conforme art. 13 da Portaria ANP 10/99: “Art. 13. Em cada período-base, poderão ser deduzidos da receita bruta da produção, para fins de apuração da respectiva receita líquida da produção:

I - os gastos incorridos pelo concessionário a título de pagamento do bônus de assinatura do contrato de concessão, quando for o caso;

II - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão;

III - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão;

IV - os valores provisionados pelo concessionário, com prévia anuência da ANP, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área do campo;

V - os gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços durante a fase de produção, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.

Parágrafo único. Os gastos de que tratam os incisos I e II deste artigo poderão ser acumulados e integralmente amortizados na apuração da receita líquida da produção, a partir da data de início da produção, em qualquer período-base, a critério do concessionário”.

### 6.2.6 Pagamento pela ocupação ou retenção de área (*rental fees*)

O pagamento pela ocupação ou retenção de área, participação governamental muito comum no resto do mundo e internacionalmente conhecida como *rental fees*, tem sua receita integralmente destinada ao custeio da ANP, conforme disposição do art. 16 da Lei 9.478/97<sup>185</sup>, e está prevista no art. 51 da mesma Lei:

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Essa participação governamental tem por finalidade remunerar o *trade off* resultante da garantia de exclusividade, dada pela União, na exploração de um determinado bloco objeto de contrato de concessão. Assim, se um determinado concessionário ocupa com exclusividade uma área, todos os demais potenciais produtores deixam de lá exercer suas atividades.

Além disso, é um forte incentivo ao concessionário para rapidamente tornar o campo produtivo, tornando desinteressante a estratégia de ocupar uma área sem a produzir. É que essa participação governamental não tem o volume de produção (como os *royalties*) ou a receita líquida (como a participação especial) como base de cálculo, mas o número de dias em que a área é ocupada pela concessionária e a sua extensão, sendo o seu valor fixado no edital da licitação considerando os parâmetros estabelecidos no art. 28 do Decreto 2.705/98:

Art 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 1º O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil.

<sup>185</sup> “Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei”.

§ 2º Os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento.

§ 3º Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

§ 4º Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

§ 5º Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data.

Essa participação governamental parece nitidamente constituída com a finalidade compensatória prevista no art. 20, §1º da Constituição, uma vez que objetiva remunerar a União pelo fato do concessionário utilizar com exclusividade uma determinada área geográfica com a finalidade de realizar as atividades objeto do contrato de concessão.

Além do propósito fiscal, claramente demonstrado pelo art. 16 da Lei 9.478/97, que destina o produto da arrecadação do Pagamento pela Ocupação ou Retenção da área ao custeio das despesas da ANP, existe clara perspectiva extrafiscal na medida em que a exação incentiva o abandono voluntário da área concedida pelo concessionário que não esteja fazendo esforços exploratórios ou de produção. Em outras palavras, independentemente do nível de produção, o pagamento é no mesmo valor, de modo que é mais interessante ao concessionário aumentar o máximo a produção, diminuindo o impacto do *rental fees* sobre a receita da empresa, ou descontinuar o contrato, liberando a área para ser explorada por outra empresa.

### 6.2.7 Do pagamento aos proprietários do solo

Em que pese não se tratar de participação governamental, o pagamento ao proprietário do solo está previsto no art. 52 da Lei do Petróleo (9.478/97)<sup>186</sup> e estabelece a obrigatoriedade de previsão no contrato de concessão, para a produção *onshore*, de uma cláusula com a finalidade de determinar o pagamento mensal aos proprietários do solo um percentual variável entre 0,5% (meio por cento) e 1% (um por cento) do volume de produção de petróleo ou gás (a mesma base de cálculo dos *royalties*). A Alíquota foi fixada em 1% (um por cento) pela Portaria ANP 143/98<sup>187</sup>.

Tal pagamento se deve ao fato de que no Brasil a regime jurídico de apropriação do subsolo é o dominial, conforme previsto no art. 176 da Constituição<sup>188</sup>, no qual a propriedade do solo é distinta da propriedade do subsolo. O mesmo dispositivo constitucional ainda prevê a participação do proprietário do solo nos resultados da lavra, o que ensejou a instituição pela Lei 9.478/97 do Pagamento aos Proprietários do Solo.

Registre-se que o Pagamento aos Proprietários do Solo não possui caráter indenizatório, mas de participação do proprietário do solo na exploração do respectivo subsolo. Assim, o pagamento é devido mesmo que não haja nenhuma espécie de dano ao proprietário do solo. No caso de danos provocados ao proprietário do solo, a respectiva indenização é devida pela empresa petrolífera, independentemente da participação, tais como servidões, direitos de passagem, indenização por danos ambientais ocorridos, etc.

<sup>186</sup> “Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco”.

<sup>187</sup> “Art. 3º A participação devida aos proprietários de terra será paga mensalmente, com relação a cada campo em terra, a partir do mês em que ocorrer o efetivo início da produção.

§ 1º O valor da participação devida aos proprietários de terra, a cada mês, em relação a cada campo em terra, será determinado multiplicando-se o equivalente a 1% (um por cento) do Volume Total da Produção de petróleo ou de gás natural do campo, durante esse mês, pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV do Decreto n.º 2.705, de 1998”.

<sup>188</sup> “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.

(...)

§ 2º - É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei”.

O valor da participação devida será pago pelo concessionário diretamente aos proprietários até o último dia útil do segundo mês subsequente ao da produção devidamente apurada, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração do valor efetivamente pago, acompanhado de documento comprobatório de pagamento, até o décimo dia útil após a data de pagamento<sup>189</sup>.

Reitere-se que o pagamento ao proprietário do solo não se trata de uma participação governamental, uma vez que não se destina ao Poder Público, mas ao proprietário do solo onde houver um poço com produção de petróleo e gás. Coincidentemente, é possível que essa verba vá para o Poder Público no caso dele ser o proprietário do solo, ou mesmo não incidir em um determinado campo de produção caso a própria concessionária seja a proprietária do solo.

### 6.3 OS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO NA LICITAÇÃO

A quebra do Monopólio do petróleo, patrocinada pela Emenda Constitucional 09/95, que conferiu nova redação ao art. 177 da Constituição, teve o condão de flexibilizar a exploração da indústria. Como dito em tópico anterior, na verdade, o monopólio sobre as atividades petrolíferas foi mantido, sendo introduzida apenas a possibilidade de contratação de empresas privadas como forma de terceirizar as atividades, uma vez que a indústria nacional estava precisando fortemente do aporte financeiro e da tecnologia de ponta da indústria internacional, especialmente dos grandes *players*. O quadro abaixo demonstra a alteração estrutural e jurídica promovida pela reforma constituicional:

Redação original	Redação dada pela EC 09/95
------------------	----------------------------

<sup>189</sup> Conforme determinado no § 1º do art. 4º da Portaria ANP 143/98: “§ 1º O valor da participação devida a cada proprietário, apurado a cada mês, nos termos deste artigo, deduzidos os tributos previstos na legislação em vigor, será pago pelo concessionário diretamente ao proprietário até o último dia útil do segundo mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração do valor efetivamente pago, acompanhado de documento comprobatório de pagamento, até o décimo dia útil após a data de pagamento”.

Art. 177 (...)

§ 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.

Art. 177 (...)§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

Atividades flexibilizadas:

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.

Conforme já debatido também em tópico anterior, apenas o segmento do *upstream*, representado pelo item “I” do quadro acima, que engloba as fases de exploração, desenvolvimento e produção, estão sujeitas à licitação para contratação mediante regime de concessão ou partilha<sup>190</sup>. As atividades do *midstream*, representadas nos demais itens do quadro acima, em que pesem também constituam monopólio da União, podem ser exercidas por empresas privadas por mera autorização da ANP. O *downstream* não é sequer monopólio da União e por essa razão é atividade econômica explorada em regime de livre iniciativa e sujeita apenas ao Poder de Polícia da ANP.

<sup>190</sup> Foi introduzido ainda o sistema de concessão para as atividades de estocagem de gás natural por meio da Lei 11.909/99, conhecida como Lei do Gás, que dispõe: “Art. 37. A atividade de estocagem de gás natural será exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização”.

O que pertine ao debate em questão é o *upstream*, que se trata de monopólio da União cujas funções de regular, contratar e fiscalizar foram delegadas pela Lei 9.478/97 à ANP, consoante se observa dos incisos do art. 8.º, especialmente os incisos II, III, IV, XVI, XVII<sup>191</sup>, bem como expressamente pelo art. 21 da mesma Lei<sup>192</sup>.

Como estabelecido no art. 8º, IV, da Lei 9.478/97, cabe à ANP elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção. Como o contrato celebrado com a concessionária lhe garante a exploração com exclusividade do bloco licitado, a licitação é o momento em que a concorrência é exercida entre os agentes econômicos em prol da celebração do melhor contrato possível para a União. As normas atinentes à licitação estão definidas na Resolução ANP nº 27/11.

Assim, as regras da licitação definirão qual o perfil da empresa a ser selecionada, bem como as regras contratuais ali previstas definirão os incentivos dados para o desenvolvimento da atividade de exploração, desenvolvimento e produção, delineando o perfil político do regime de contratação.

O art. 41 da Lei 9.478/97 previu dois critérios que deveriam obrigatoriamente ser observados nas licitações para celebração dos contratos de concessão:

---

<sup>191</sup> “II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010);

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

(...)

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, à importação, à exportação, à armazenagem, à estocagem, ao transporte, à transferência, à distribuição, à revenda e à comercialização de biocombustíveis, assim como avaliação de conformidade e certificação de sua qualidade, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Redação dada pela Lei nº 12.490, de 2011);

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)”.

<sup>192</sup> “Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP, ressalvadas as competências de outros órgãos e entidades expressamente estabelecidas em lei. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010)”.

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Claramente a licitação utiliza tanto o critério de técnica, elegendo as atividades que melhor pontuarem segundo os critérios definidos no edital, e o de preço, por meio do volume de recursos a serem arrecadados a título de participações governamentais.

O edital da nona rodada de licitações se valeu desses dois critérios ao considerar o lance do bônus de assinatura como elemento a ser pontuado para obtenção da nota final do participante, assim como considerou o chamado PEM – Programa Exploratório Mínimo para a mesma finalidade. Presentes assim um critério que leva em consideração elementos técnicos para a exploração da indústria e outro o montante de dinheiro ofertado para a obtenção do direito de celebrar o contrato de concessão.

Como observado no tópico relativo ao bônus de assinatura, essa participação governamental corresponde a um lance feito em dinheiro pelos concorrentes no certame e que se destina ao custeio da ANP. O edital estabelece o valor mínimo a partir do qual são feitos os lances e corresponde ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago na assinatura do contrato. Para fins de pontuação, é feita a razão entre o lance ofertado e o maior lance, e seu resultado é multiplicado pelo respectivo peso da nota.

Nas licitações que levam em consideração o lance de bônus de assinatura, existe a figura do “dinheiro deixado sobre a mesa” (“*Money left on the table*”), que corresponde à diferença entre a proposta de bônus vencedora e a segunda colocada. Representa a diferença nas expectativas das empresas com relação à lucratividade do campo. Em tese, bastaria à primeira colocada oferecer um real a mais que a segunda colocada para vencer a licitação. O que excede isso é desperdício para a empresa decorrente de uma má avaliação das informações a respeito do negócio. Essa assimetria de informações, essa incerteza, pode gerar o que se chama de “maldição do vencedor” (“*winner’s curse*”), quando o investimento no negócio tomou por base expectativas superestimadas<sup>193</sup>.

---

<sup>193</sup> “Não se deve esperar que um sistema licitatório por bônus possa extrair a renda econômica de forma precisa. Em muitas circunstâncias, a renda econômica *ex post* divergirá da renda estimada antes dos trabalhos exploratórios e de avaliação. Tais diferenças podem decorrer de resultados inesperados dos trabalhos de exploração, sem falar da imprevisibilidade dos preços do petróleo.

O PEM – Programa Exploratório Mínimo corresponde a uma proposta de trabalho de exploração que as empresas apresentam à ANP a fim de ser executado no período de tempo estipulado no Edital da Licitação. O programa é medido em Unidades de Trabalho (UT), além do cálculo das garantias financeiras, e é com base na soma desses elementos que se define a pontuação desse quesito.

Além dos dois critérios mínimos fixados na Lei 9.478/97, contratualmente a ANP vem elegendo, como o fez por exemplo no edital da nona rodada, como fator de pontuação para obtenção da nota final o que chamou de Conteúdo Local, que, no dizer de Luiz Cezar P. Quintans é o

[...] processo de estímulo, uma orientação política, com o intuito de ampliar a capacidade de fornecimento brasileiro, para o desenvolvimento da indústria local, a ponto de gerar competitividade a níveis internacionais, renda, emprego, novos insumos e tecnologias no Brasil (QUINTANS, 2010, p. 4).

Trata-se de uma medida de protecionismo com o objetivo de extrair do concessionário o compromisso de que, no exercício das atividades para as quais foi contratado, adquira insumos, máquinas, peças e serviços de origem nacional, a fim de estimular o crescimento e desenvolvimento desses setores no mercado interno.

Tal medida, além de gerar desenvolvimento interno, com crescimento dos níveis de emprego, renda e arrecadação tributária, diminui a dependência da indústria local da aquisição desses bens e serviços no mercado externo, incrementando a auto-suficiência do país sob uma perspectiva operacional.

Tal obrigação, como dito, consiste em fazer aquisições a fornecedores brasileiros de bens e serviços especificados pela Cartilha de Conteúdo Local elaborada pela ANP em percentuais mínimos e máximos fixados no edital. É calculado da seguinte maneira:

$$CL = \frac{Vc - Vci}{Vc}$$

Onde:

---

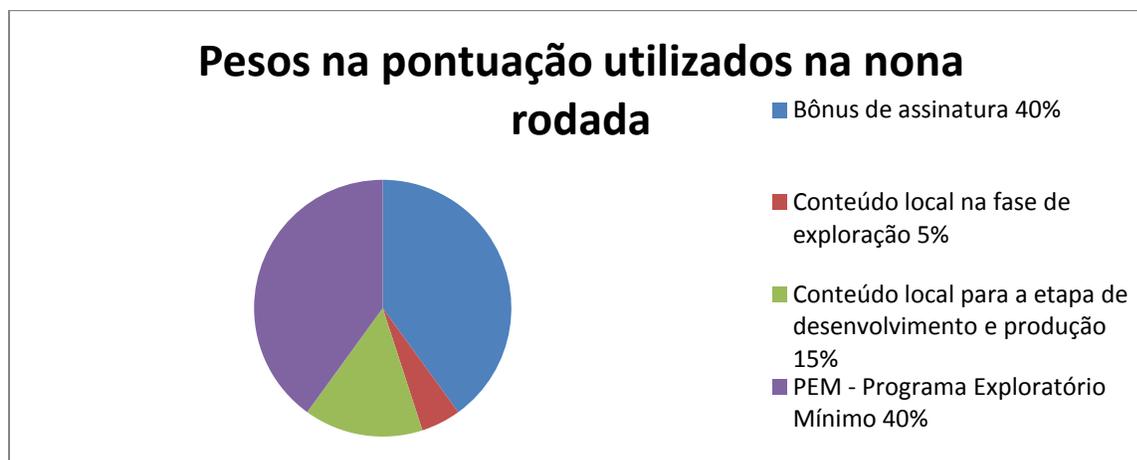
Há casos em que áreas exploratórias são ofertadas onde o conhecimento geológico disponível aos investidores é extremamente limitado. Nessas circunstâncias, dada a dificuldade da percepção *ex ante* da renda econômica, os investidores muito provavelmente irão inserir um prêmio de risco nas propostas que apresentarão – quanto maior a incerteza, maior será a taxa de retorno exigida pelo investidos” (BARBOSA, 2011, p. 68)

CL = Percentual de Conteúdo Local

Vc = Valor total do Conteúdo

Vci = Valor do Conteúdo internacional

O edital da nona rodada fixou os seguintes pesos para as pontuações dos concorrentes:



Dessa forma, a pontuação final da empresa concorrente na licitação é obtida pela soma dos quatro fatores acima apontados, respeitados os respectivos pesos percentuais, e calculados cada um da seguinte forma:

$$Nota 1 = 40x \left( \frac{\text{bônus ofertados em reais}}{\text{maior bônus ofertado em reais}} \right)$$

$$Nota 2 = 5x \left( \frac{CL(\%) \text{ ofertado na exploração}}{\text{maior } CL(\%) \text{ ofertado na exploração}} \right)$$

$$Nota 3 = 15x \left( \frac{CL(\%) \text{ ofertado no desenvolvimento}}{\text{maior } CL(\%) \text{ ofertado no desenvolvimento}} \right)$$

$$Nota 4 = 40x \left( \frac{PEM \text{ ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right)$$

$$NOTA\ FINAL = Nota\ 1 + Nota\ 2 + Nota\ 3 + Nota\ 4$$

Esses são os critérios levados em consideração para a escolha da empresa vencedora da licitação e com que a ANP, por delegação da União, celebrará o contrato de concessão. Em que pese a participação da Petrobrás ainda seja majoritária no *upstream*, verifica-se que de fato houve um incremento na participação de indústrias estrangeiras assim como o surgimento de novas empresas nacionais no setor, bem como a atuação em consórcio de inúmeras delas, inclusive da Petrobrás, o que pode gerar um ganho em competitividade para as empresas nacionais.

#### 6.4 O IMPACTO DO PRAZO DA CONCESSÃO NO NÍVEL DE PRODUÇÃO

Algumas características peculiares da indústria do petróleo importam bastante para a compreensão de sua estrutura econômico-jurídica, bem como das estratégias empreendidas tanto pelas empresas produtoras como pelos países hospedeiros.

Primeiramente, é de se levar em conta que o preço do petróleo não é fixado por regras de mercado, portanto, a partir da demanda. Como o mercado é oligopolizado<sup>194</sup>, especialmente pelos países produtores, a fixação do preço é unilateral e temperada por inúmeros fatores, especialmente o político.

Por outro lado, o aumento da oferta não depende apenas de uma decisão empresarial, uma vez que a descoberta de jazidas é incerta. Portanto, o aumento da produção está condicionado à ampliação das reservas. De todo modo, o aumento da produção implica numa diminuição do prazo de exploração, uma vez que a jazida é exaurível. Portanto, não existe uma relação econômico/racional entre preço e demanda.

---

<sup>194</sup> “A dinâmica industrial do petróleo foi pioneira das características da moderna organização econômica, centrando o interesse da análise industrial de economistas como Alfred Chandler, Joe Bain, Frederic Sherer e Edith Penrose, que abordaram a IMP como o paradigma do padrão de concorrência oligopolista”. (PINTO JUNIOR, 2007, p. 43).

Além disso, existe uma diferenciação muito grande entre os mais diversos campos produtores, seja pela dificuldade na prospecção, seja pela qualidade do óleo retirado<sup>195</sup>, seja pelas condições políticas econômicas e jurídicas do país hospedeiro. Assim, não há um padrão de custo homogêneo na indústria, havendo enorme discrepância entre as atividades de exploração e produção no mundo, o que produz rendas econômicas muito diversificadas. São as chamadas rendas diferenciais.

Nos campos onde a qualidade do óleo é boa, o custo de retirada é baixo e o país possui condições empresariais favoráveis, a renda econômica do campo é muito grande. No outro extremo, quando o custo de retirada é alto, a qualidade do óleo não é tão boa, e as condições do país não são favoráveis, é possível a existência de um campo marginal, com renda econômica zero.

Todos esses fatores dão um perfil peculiar ao setor petrolífero, especialmente à etapa de exploração e produção, que concentra 70% dos dispêndios totais da indústria (PINTO JUNIOR, 2007, p. 48): altos riscos, alto investimento e enormes barreiras à entrada (jurídica, econômica, tecnológica). Isso leva a um cenário oligopolizado e à integração vertical das empresas, que atuam sempre com perspectivas de longo prazo, relacionando o volume de produção a um percentual em volume de novas descobertas.

Desse modo, é importante abordar alguns conceitos expostos por Pinto Junior (2007, p. 48-53):

- a) Recursos petrolíferos: correspondem a todo o volume de óleo que pode ser efetivamente produzido, levando-se em conta as tecnologias disponíveis para a recuperação de petróleo, abrangendo todo o óleo passível de ser extraído, inclusive os volumes ainda não descobertos em condições economicamente não comerciais e presumíveis de extração num futuro indefinido.
- b) Reservas de petróleo: podem ser definidas de acordo com o volume de óleo já identificado e passível de ser economicamente extraído de uma jazida com a tecnologia

---

<sup>195</sup> “Existem cerca de 200 tipos de óleo cru, agrupados em faixas de qualidades diferentes, em função do grau de API (sigla referente ao American Petroleum Institute, que estabelece as especificidades físico-químicas que determinam a qualidade do petróleo) do petróleo encontrado nas distintas jazidas: leves, médios, pesados e extrapesados. Petróleos com grau API superior a 300 são considerados leves, isto é, permitem a produção de derivados mais leves ou nobres como a gasolina, o diesel, a nafta e o gás liquefeito de petróleo (GLP)” (PINTO JUNIOR, 2007, p. 45-46).

disponível. São jazidas que já foram identificadas e cuja produção é economicamente viável, e que possuem uma gradação quanto ao grau de certeza de sua existência em reservas provadas, reservas prováveis e reservas possíveis.

- c) Capacidade de produção disponível sustentável (reprodução econômica das reservas): condiciona a dinâmica de produção no curto e médio prazo, e é medida por um indicador conhecido como R/P (reservas/produção), que relaciona a disponibilidade de reservas à produção, num dado período de tempo. Em outras palavras, estabelece em quantos anos um determinado volume de reservas seria esgotado, caso fosse mantido o nível de produção num determinado período de tempo.

Postos esses conceitos, é possível concluir que: a) o aumento/decorrer da produção equivale à diminuição das reservas; b) para que continue havendo perspectivas de longo prazo para a companhia, deve haver um número de descobertas que compense a produção e o crescimento da demanda. Desse modo, um custo da produção atual é a pesquisa de novos campos, a fim de associar a produção às novas descobertas, mantendo equilibrado o índice R/P.

A exploração em regime de concessão, com prazo fixo, como é o caso brasileiro, incrementa um dado importante na relação da empresa produtora com o Estado.

Como o prazo é fixo, a empresa tende a aumentar sua produção ao máximo possível, sem se preocupar com as pesquisas de novas descobertas dentro do mesmo país. A manutenção do índice R/P leva em conta os negócios da empresa, não importando se realizados no Brasil ou em qualquer outro país do mundo, de modo que é possível que a renda diferencial de um campo brasileiro esteja custeando pesquisas para novas descobertas no oriente médio.

De todo modo, a empresa tende a não se preocupar com um ritmo/qualidade de produção que leve em conta um período de tempo superior ao da concessão. Por exemplo, um determinado campo poderia produzir num determinado ritmo por 50 anos, a um custo  $x$ . Se a um custo  $(x-1)$  a empresa pode obter esse mesmo ritmo de produção, só que sacrificando os vinte anos restantes, certamente ela adotará a segunda estratégia. Se a concessão é de 30 anos, a empresa não adotará

um nível de custos superior, adotando técnicas de recuperação de petróleo<sup>196</sup>, para aumentar a produtividade do campo se ela não for auferir dessa produção extra.

Essa circunstância pode levar a um abandono prematuro do campo e ao desperdícios de uma quantidade considerável de petróleo e gás que seriam produzidos caso a empresa tivesse um padrão de custos maior no período da concessão.

De igual modo, para o Estado hospedeiro, ficam reduzidas as possibilidades de uso político da atividade petrolífera, uma vez que o gerenciamento do nível de produção fica por conta da concessionária. Num período de queda nos preços, é possível que para o país hospedeiro seja mais interessante importar parte do seu consumo do que produzir e/ou exportar a um preço baixo, abdicando da produção futura quando da recuperação dos preços. Caso a perspectiva de recuperação não coincida com o prazo da concessão, pode ser mais interessante para a concessionária produzir ao máximo no presente, ainda que a um preço baixo.

Assim, o fator tempo interfere nas decisões empresariais e políticas na gestão da atividade, e esse fator deve ser levado em conta quando da definição do regime de exploração, bem como de suas condições contratuais.

---

<sup>196</sup> “Essas tecnologias podem ser divididas nas seguintes categorias: i) a recuperação primária, que consiste na utilização da energia própria do campo e estimulação por uma fratura da rocha ou perfuração horizontal; ii) a recuperação secundária com injeção de água e gás para manter a pressão (aumento da energia do campo); iii) e a recuperação terciária ou assistida, que inclui outros métodos de recuperação utilizados após a injeção de água e gás: processos químicos para diminuir a viscosidade (injeção de vapor ou combustão parcial do gás ou óleo); injeção de solventes (gás carbônico, gás hidrocarbonado) e injeção de produtos químicos dissolvidos em água) (PINTO JUNIOR, 2007, p. 50).

## CAPÍTULO 7 – CONTRATO DE PARTILHA

A Lei 12.351/10 trouxe nova redação ao art. 23 da Lei 9.478/97<sup>197</sup>, que antes<sup>198</sup> previa exclusivamente o regime de concessão para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, para incluir como alternativa o contrato de partilha, cujo tratamento jurídico foi detalhado na própria Lei 12.351/10.

Desse modo, atualmente coexistem dois sistemas de contratação para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: o regime de concessão, analisado no tópico anterior, destinado aos campos que não estejam na área do pré-sal nem sejam classificados como em área estratégica; e o regime de partilha, destinado às áreas do pré-sal e nas áreas definidas como estratégicas<sup>199</sup>. Considera-se área estratégica a “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 fluidos”<sup>200</sup>.

A partilha, ou *Production Sharing Contracts – PSC*, em geral, é o regime de contratação por meio do qual o Estado proprietário das jazidas contribui basicamente com a área a ser explorada, e, na maior parte das vezes, a empresa contratada conduz as atividades de exploração, desenvolvimento e produção por sua conta e risco, sendo remunerada com a parcela da produção definida em contrato. Já o Estado hospedeiro não é remunerado exclusivamente pela tributação e pelos *royalties*, mas também por parte da produção conforme previsão contratual.

---

<sup>197</sup> Nova redação: “Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica”. (Redação dada pela Lei nº 12.351, de 2010).

<sup>198</sup> Redação anterior: “Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei”.

<sup>199</sup> “Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei” Lei 12.351/10.

<sup>200</sup> Art. 5º, V, da Lei 12.351/10.

## 7.1 DA RENDA ECONÔMICA DOS CAMPOS E AS ESTRATÉGIAS GOVERNAMENTAIS PARA INSTITUIÇÃO DE UMA TRIBUTAÇÃO EFICIENTE

Conceito bastante importante para a definição do papel do Estado na indústria de petróleo, especialmente com relação ao *government take*, é a renda econômica do campo. Décio H. Barbosa expõe com clareza seu conceito:

O conceito surgiu com David Ricardo, um influente economista, homem de negócios, financista e especulador de sua época (1772 – 1823), quando estudava as propriedades agrícolas. David então se referia à recompensa que o proprietário da terra recebia pelo simples fato de ser... proprietário da terra. Vamos ver como funciona a renda econômica ricardiana.

Imaginemos dois proprietários de terra: o proprietário 'A', com a terra muito fértil, e o proprietário 'B', com a terra menos fértil que a de 'A'. Ambos vendem sua produção pelo mesmo preço, ou seja, pelo preço que o mercado se dispõe a pagar. Porém, dada a diferença de fertilidade, o custo de produção do proprietário 'A' é menor do que o custo de produção do proprietário 'B'. Enquanto 'B' obtém lucro, 'A' obtém algo bem maior – renda econômica. A recompensa obtida por 'A', renda econômica, decorre das qualidades peculiares de sua terra, que resultam não de sua engenhosidade ou do seu trabalho árduo, mas de uma dádiva generosa da natureza (BARBOSA, 2011, p. 57).

Assim, transpondo-se o conceito para o setor petrolífero, a renda econômica é aquela que decorre da simples condição de proprietário da jazida. Salvo raras exceções, como os Estados Unidos, usualmente as legislações locais atribuem aos respectivos governos a propriedade dos recursos minerais, aí se incluindo o petróleo, o que lhes traz, via de consequência, uma renda econômica em razão dessa condição.

Como se sabe, não há uniformidade nas condições de produção dos diversos campos petrolíferos, havendo variações com relação ao tipo do óleo, às dimensões da jazida, às condições de prospecção, etc., o que impacta diretamente no custo de produção de cada campo. Entretanto, o preço internacional do petróleo é o mesmo.

Dessa forma, o custo de produção impacta diretamente na renda econômica, sendo possível afirmar que quando menor o custo de cada campo maior pode ser sua renda econômica. No exemplo dado por David Ricardo, caso os custos de produção do agricultor 'A' aumentassem, restaria diminuída sua renda econômica. Assim, a renda econômica é o preço que

o mercado paga pelo barril de petróleo subtraído do seu custo de produção. Quando o custo de produção é igual ao preço de mercado, podemos dizer que se trata de um campo marginal, ou seja, no limite da viabilidade econômica para produção.

Desse modo, o *government take* deve variar de acordo com a produtividade de cada campo, ou, como já mencionado, variando de acordo com sua taxa de retorno, dando importância ao papel extrafiscal de sua definição. Um sistema de intervenção estatal eficiente deve adotar um modelo que atraia boas empresas, maximizando a renda econômica do campo, daí a importância dos modelos de contratação<sup>201</sup>.

## 7.2 DA REMUNERAÇÃO DA CONTRATADA NO CONTRATO DE PARTILHA

A Lei 12.351/10 traz logo no inciso I do art. 2º da Lei 12.351/10 a definição do regime de partilha:

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

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

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

---

<sup>201</sup> “Um sistema ideal de licenciamento e tributação deveria, em tese, capturar a renda econômica do petróleo, atrair as companhias mais eficientes e induzi-las a desenvolver todos os campos rentáveis da melhor forma” (BARBOSA, 2011, p. 61).

A partilha de produção se caracteriza pela transferência ao contratado dos riscos<sup>202</sup> das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, tal qual no contrato de concessão<sup>203</sup>. A primeira diferença entre o regime de concessão e o regime de partilha se concentra na forma de remuneração da empresa contratada. Enquanto na concessão a concessionária se apropria de todo óleo e gás produzido, remunerando o Poder Público mediante o pagamento das participações governamentais, no caso da partilha a empresa contratada é remunerada pelo custo em óleo, pelo volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, nas condições previstas no contrato.

O custo em óleo, ou *cost oil*, é a quantidade de óleo necessária ao custeio dos investimentos feitos pelo contratado<sup>204</sup>. Obviamente, só ocorre a apropriação do custo em óleo caso haja uma descoberta comercial. Sem descoberta não há óleo ou gás a ser apropriado pela contratada, e, nesse caso, ela arca com os prejuízos sozinha, já que explora a atividade por sua conta e risco.

Caso haja a descoberta, a contratada deve pagar todas as participações governamentais devidas, que são, para o regime de partilha, os *royalties* e o bônus de assinatura, nos termos do art. 42<sup>205</sup> da Lei 12.351/10. Assim, como esse montante é pago em dinheiro, o contrato de partilha prevê que a contratada, além do custo em óleo, se apropriará do volume da produção equivalente ao valor a ser pago a título de participações governamentais.

---

<sup>202</sup> “Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção” Lei 12.351/10.

<sup>203</sup> Entretanto, é possível a União realizar investimentos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, desde que tal questão esteja presente no contrato, situação em que passa a assumir os riscos do empreendimento na proporção dos investimentos realizados, de acordo com a previsão do art. 6º da Lei 12.351/10: “Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato”.

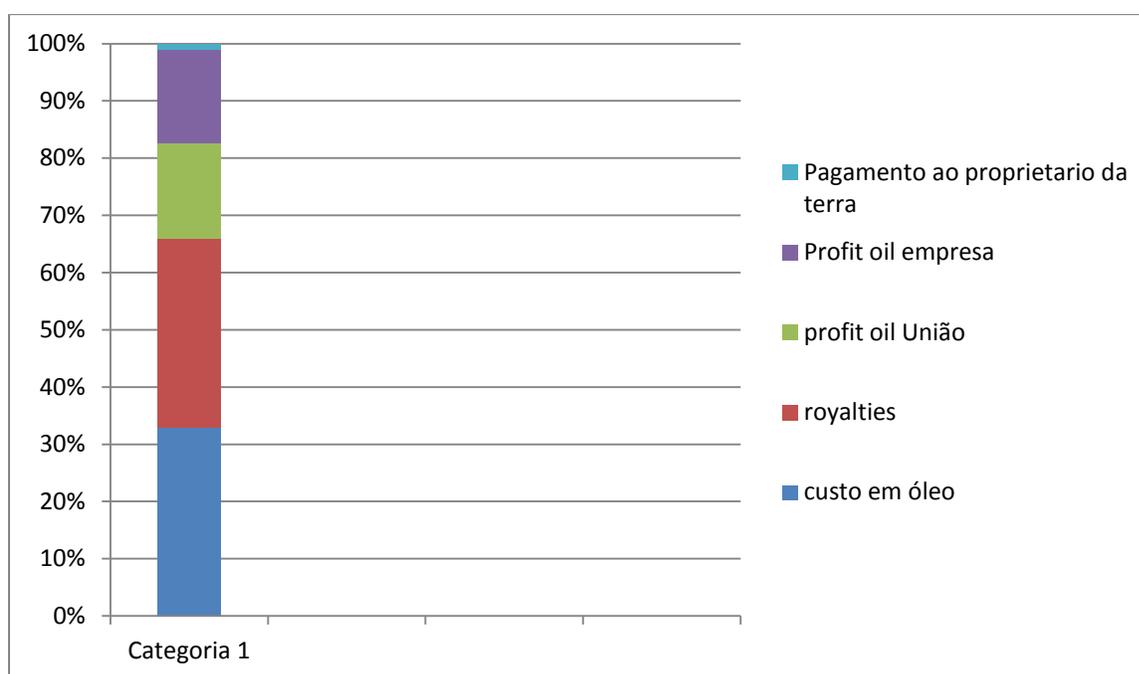
<sup>204</sup> “Em síntese, o que se pode dizer juntando ários dispositivos da Lei n.º 12.351/10 é que, nos termos do contrato, serão considerados à conta do ‘óleo custo’ todos aqueles investimentos e custos de atividades que: a) estiverem relacionados com as tarefas de pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações; b) devidamente programados ou planejados e orçados (nos diferentes programas e planos); c) que tiverem sido realizados em conformidade com tais padrões; d) e, finalmente, que forem corretamente compatibilizados” (LOUREIRO, 2012).

<sup>205</sup> “Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais: I - royalties; e II - bônus de assinatura”.

Com essas duas cotas de participação, a contratada amortizou os investimentos realizados, com a percepção da primeira parcela, e se capitalizou para pagar as participações governamentais, com a segunda parcela.

A ilustração gráfica abaixo demonstra, considerando o volume total de produção, quais as parcelas que o dividem e a quem se destinam:

### VOLUME TOTAL DE PRODUÇÃO



Obs. 1: percentual do custo em óleo depende dos investimentos realizados pela empresa e do teto de amortização definido pelo Conselho Nacional de Política Energética, conforme art. 10 da Lei 12.351/10.

Obs. 2: Os *royalties* serão pagos no percentual de 15% (quinze por cento) sobre o valor da produção, de acordo com o art. 42, § 1º da Lei 12.351/10.

Obs. 3: O *Profit Oil* da União e o *Profit Oil* da empresa serão partilhados de acordo com o percentual estabelecido no contrato, resultante da proposta comercial feita na licitação, de acordo com o art. 18 da Lei 12.351/10.

Obs. 4: O pagamento ao proprietário da terra representa o percentual de 1% (um por cento) do valor da produção, de acordo com o art. 43 da Lei 12.351/10.

Observe-se que não é possível destinar integralmente os volumes iniciais de produção com a finalidade de saldar o quanto antes o custo em óleo da contratada, sob pena de se postergar o recebimento, pela União, de seu quinhão relativo ao excedente em óleo. Serão fixados limites máximos para a compensação do custo em óleo com a finalidade de garantir à União a percepção de sua parte do excedente em óleo desde o início das atividades, diluindo-se as compensações do custo em óleo nos anos de execução do contrato, cujos detalhes serão objeto de proposta do Ministério de Minas e Energia ao Conselho Nacional de Política Energética<sup>206</sup>.

É bastante comum a utilização de tabelas progressivas de alíquotas para o *profit oil*, parametrizada entre outros fatores pela taxa de retorno<sup>207</sup>, que é justamente o índice que mede a lucratividade do campo.

É no excedente em óleo, ou *profit oil*, que a contratada realizará seu lucro, já que as duas primeiras parcelas foram destinadas à cobertura de despesas inerentes à atividade. A terceira parcela, entretanto, é o resultado do volume total de produção menos o custo em óleo e o valor equivalente às participações governamentais. Ocorre que essa terceira parcela é partilhada com a União, no percentual fixado no contrato de partilha.

---

<sup>206</sup> “Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: (...) III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção: (...) d) os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos” (Lei 12.351/10).

<sup>207</sup> “Um VPL zero significa que os fluxos de caixa do projeto são suficientes para repagar o capital investido e prover uma taxa de retorno (TIR) para remunerar o capital. Assim, a condição necessária para que o projeto seja aprovado é que a taxa interna de retorno (TIR) seja igual ou maior do que a taxa mínima de atratividade exigida pelos investidores.

O critério para decidir se um projeto é ou não econômico com base na taxa interna de retorno (TIR) diz o seguinte:

- Aceitar o projeto se  $TIR >$  taxa mínima de atratividade;
- Rejeitar o projeto se  $TIR <$  taxa mínima da atratividade;
- Se  $TIR =$  taxa mínima de atratividade, é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto.

A TIR mede a atratividade relativa de um projeto. Projetos com alta TIR são, em geral, selecionados, embora companhias levem também em conta a materialidade, isto é, o tamanho absoluto do VPL”, onde VPL = valor presente líquido (BARBOSA, 2011, p. 32).

### 7.3 TRATAMENTO FAVORECIDO À PETROBRÁS

Outro fator característico do regime de partilha é o tratamento favorecido dado à Petrobrás, em primeiro lugar, conferindo-lhe a qualidade de operadora obrigatória<sup>208</sup> de todos os campos do pré-sal ou em áreas estratégicas, sendo-lhe garantida ainda, para esse desiderato, participação mínima de 30%<sup>209</sup> no consórcio vencedor da licitação.

Qualquer que seja a empresa ou consórcio de empresas que vença a licitação no regime de partilha, terá obrigatoriamente de se consorciar com a Petrobrás, que, em qualquer hipótese, será a operadora do campo de produção, garantindo à estatal maior controle sobre a atividade bem como a internalização de tecnologia e *know-how*.

Esse consórcio entre a empresa vencedora da licitação e a Petrobrás deverá assumir a forma prevista na Lei 6.404/76 (Lei das S/A), sem personalidade jurídica própria “e as consorciadas somente se obrigam nas condições previstas no respectivo contrato, respondendo cada uma por suas obrigações, sem presunção de solidariedade”<sup>210</sup>, e será constituído mediante contrato com as especificações das respectivas obrigações e atribuições, bem como nome, objeto, duração, endereço e foro<sup>211</sup>.

Além de ser a operadora obrigatória de todos os campos do pré-sal e das áreas estratégicas, a Petrobrás ainda pode ser contratada diretamente, dispensada a licitação, para celebrar com a União o contrato de partilha<sup>212</sup>. Nessa hipótese, será a operadora e única signatária do contrato, assumindo, via de consequência, os riscos do empreendimento.

Como efeito negativo do posicionamento institucional da Petrobrás no regime de partilha pode-se identificar a obrigatoriedade da estatal em integrar todos os consórcios contratados para as atividades de exploração e produção, na qualidade de operadora, com participação mínima de

---

<sup>208</sup> “Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20” (Lei 12.351/10).

<sup>209</sup> “Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: (...)c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento)” (Lei 12.351/10).

<sup>210</sup> Art. 278 da Lei 6.404/76 (Lei das S/A).

<sup>211</sup> Art. 279 da Lei 6.404/76 (Lei das S/A).

<sup>212</sup> “Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção: I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou II - mediante licitação na modalidade leilão” (Lei 12.351/10).

30%, não lhe sendo dado o direito de declinar dessa participação, seja quando contratada diretamente, seja quando um grupo privado sagre-se vencedor da licitação, estando ou não com ela consorciado. Nessa última hipótese, a estatal integrará o consórcio nas condições que a empresa vencedora propôs na licitação.

Desse modo, a Petrobrás volta a assumir a posição de agente econômico estatal associado ao Poder Público protagonista da exploração da indústria petrolífera nacional, em que pese todas as críticas a respeito do fato de uma empresa de capital misto gozar de tantos benefícios estatais.

A Lei 12.276/2010 autorizou a União, como forma de remunerar o aumento de sua participação societária na Petrobrás, celebrar com ela contrato de cessão onerosa de direitos a fim de lhe garantir a exploração exclusiva dos campos especificados<sup>213</sup>.

Em 03 de setembro de 2010 foi então celebrado o contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobrás, por meio do qual a primeira garantiu à segunda, onerosamente, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, localizadas na bacia de Santos, limitado ao volume de 5 bilhões de barris (Cláusula Segunda), num prazo de 40 (quarenta) anos (Cláusula Quinta), prorrogável por mais 05 (cinco). Foram definidas então seis áreas definitivas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba), tendo um valor total de 74 bilhões de reais<sup>214</sup> (Cláusula Quarta).

A Petrobrás assume a totalidade dos riscos do empreendimento e é remunerada com a propriedade da produção efetiva, sujeitando-se ao pagamento de *royalties*<sup>215</sup> (Cláusula Sexta), ficando, entretanto, com livre disposição sobre o volume de produção (Cláusula Décima Oitava).

---

<sup>213</sup> “Em decorrência do Contrato de Cessão Onerosa, a Petrobras pode estar assumindo as mais promissoras áreas não concedidas do Pré-Sal, à exceção de Libra. Nas áreas cedidas onerosamente, o volume físico de petróleo pode chegar a 43,49 bilhões de barris, segundo a estimativa alta da GCA. Dessa forma, a Petrobras deverá montar uma grande estrutura de produção, com unidades flutuantes de produção (FPSOs), poços, linhas submarinas etc, nas áreas do Pré-Sal cedidas pela União, onde a empresa sequer vai pagar participação especial” (LIMA, 2010).

<sup>214</sup> “A Petrobrás promoveu o pagamento do valor inicial do contrato de cessão onerosa com recursos obtidos na venda de ações ordinárias e preferenciais de sua emissão da seguinte forma: i) R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro – LFTs de que a União se valeu para integralizar sua participação no aumento do capital na empresa (Oferta Global); e R\$ 7 bilhões do seu caixa. Após o encerramento da referida operação, a Petrobrás entregou à União os mencionados títulos” (SOUZA, 2011).

<sup>215</sup> “Art. 5º Serão devidos royalties sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do art. 47 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Esse contrato não se enquadra nos conceitos de concessão nem de partilha, representando apenas o meio encontrado pela União de capitalizar o aumento de sua participação societária na Petrobrás, bem como capitalizar a empresa para os altíssimos investimentos iniciais para exploração dos vindouros contratos de partilha, possuindo, assim, caráter *sui generis*<sup>216</sup>.

Após o exaurimento do volume de produção estabelecido no contrato de cessão onerosa, nada impede que o volume contingente seja explorado no regime de partilha.

#### 7.4 DO ESVAZIAMENTO DECISÓRIO DA ANP

A alteração da vocação do mercado, que se afasta um pouco do regime de concorrência implementado pela Lei 9.478/97, e retorna a uma maior presença estatal, está associada ao esvaziamento das competências da ANP trazido pela Lei 12.351/10, de quem muitas atribuições foram retiradas e realocadas em órgãos ou entidades sujeitas a um maior controle político do Poder Executivo.

Tal reposicionamento institucional é decorrente da reestatização do setor. O poder público deixou de ser o regulador de agentes privados que exploravam em regime de concorrência o *upstream*, disputando nos leilões da ANP a obtenção de blocos exploratórios, e passou a ser o empresário quase monopolista do setor, por meio da Petrobrás.

Nítido o caráter intervencionista desse realinhamento institucional, praticamente esvaziando a regulação nas áreas do pré-sal e nas consideradas estratégicas, pela instituição de uma sistemática monopolista e totalmente sujeito às decisões governamentais.

---

§ 1o A parcela do valor dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

§ 2o A parcela do valor dos royalties que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997” (Lei n.º 12.276/10).

<sup>216</sup> “A oferta pública de ações da Petrobrás compreendeu a emissão de 2.369 milhões de ações ordinárias e 1.901 milhão de ações preferenciais, as quais foram vendidas aos preços de R\$ 29,65 por ação ordinária e R\$ 26,30 por ação preferencial. A operação foi concluída em 1 de outubro de 2010, tendo permitido o aumento de capital dessa empresa em R\$ 120,25 bilhões, dos quais R\$ 74,8 bilhões corresponderam a recursos utilizados para pagamento à União por conta da cessão onerosa de áreas do Pré-sal e R\$ 45,45 bilhões permaneceram no caixa da Petrobrás” (SOUZA, 2011).

Veja-se no quadro abaixo algumas competências estratégicas que a ANP possui com relação aos contratos de concessão, conferidas pela Lei 9.478/97, e que deixou de ter com relação aos contratos de partilha:

Competências da ANP no regime de concessão (Lei 9.478/97)	Competências no regime de partilha Lei 12.351/10
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução (art. 8º, IV)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção (Art. 8º, <i>caput</i>);</li> <li>• A gestão dos contratos previstos no caput caberá à empresa pública a ser criada com este propósito (Art. 8º, § 1º);</li> <li>• Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: (...) estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção (art. 10, IV);</li> <li>• Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências: (...) aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP (art. 10, V);</li> <li>• Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:</li> </ul>

	<p>promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção (art.11, I);</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei: (...) elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação(art.11, II);</li><li>• Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei: (...) promover as licitações previstas no inciso II do art. 8o desta Lei (art.11, III);</li><li>• Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei: (...) fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo (art.11, IV);</li><li>• Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei: (...) analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção (art.11, V);</li><li>• Caberá à ANP, entre outras</li></ul>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>competências definidas em lei: (...) regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8o da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997 (art.11, VI).</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Verifica-se que no *upstream* das áreas do pré-sal, bem como naquelas consideradas estratégicas pelo Poder Executivo, a ANP foi relegada a um papel secundário, deixando de ter atribuições que possui no âmbito dos contratos de concessão, como a definição do conteúdo dos contratos, dos editais, sua celebração e gerenciamento.

No regime de partilha, a celebração dos contratos fica por conta da União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, a quem compete também estabelecer as diretrizes da licitação, das minutas dos editais e dos contratos, restando à ANP o papel de executora dessas tarefas. Cabe ao Ministério de Minas e Energia, ainda, aprovar as minutas dos editais e dos contratos elaboradas pela ANP.

No que concerne à gestão dos contratos, a Lei 12.351/10 previu ainda que seria criada uma empresa pública com essa finalidade específica, o que se iniciou com a edição da Lei 12.304/2010, que autorizou a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) – Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.

Em parecer elaborado para a Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR), Carlos Roberto Siqueira Castro opinou sobre a constitucionalidade dos dispositivos do então PL n.º 5.938/2009, que atribuíam a outros órgãos competências da ANP:

A ANP, de fato, sofrerá uma diminuição de seu poder regulatório relativo à definição dos blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção bem como à definição da estratégia e da política de desenvolvimento da indústria petrolífera. No entanto, tal diminuição, em nosso entender, não contraria o disposto no inciso III, do § 2.º do art. 177 da Constituição Federal, pelas razões já expostas no corpo desse parecer (CASTRO, 2011a).

Entretanto, opinou o parecerista pela inconstitucionalidade de alguns dispositivos que atribuem à PETRO-SAL (sociedade de economia mista) competências que, segundo sustenta, seriam exclusivas de entidades com personalidade jurídica de direito público:

De todo modo, partindo-se da permissa que há, de fato, poderes regulatórios conferidos à PETRO-SAL, entidade dotada de personalidade jurídica de direito privado, integrante da Administração Pública Indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, haverá incompatibilidade com o ordenamento constitucional, mais precisamente em decorrência do que dispõem os arts. 173, § 1.º, II, 174 e 177, § 2.º, III, da Carta Política de 1988.

Nesse contexto, chama especial atenção a redação do art. 4.º, I, “c”, *in fine*, “d” e “e”, II, “b” e “c” do Projeto de Lei n.º 5.939/09, uma vez que tais atribuições comportam mais claramente o entendimento de que sejam dotadas de natureza regulatória (poder de fiscalização). É nosso dever, contudo, ressaltar que tais atribuições podem ser vistas como meras diretrizes legislativas para o Conselho de Administração e Direção Executiva da PETRO-SAL, a quem compete a gerência *de facto* dos consórcios.

Neste passo, pode-se afirmar que a atribuição de prerrogativas de gestão empresarial, por lei, a uma empresa estatal, no âmbito da realização, pela iniciativa privada, de atividade econômica em sentido estrito, fere os princípios norteadores da ordem econômica constitucional, especialmente os da livre iniciativa e livre concorrência (CASTRO, 2011a).

O parecerista traçou a seguinte linha argumentativa: a) em tese, a redução de poderes da ANP não viola o dispositivo constitucional Art. 177, § 2.º, III<sup>217</sup>, pois esse “órgão regulador” não é necessariamente a ANP; b) o problema reside no fato de algumas competências poderem ser compreendidas como sendo regulatórias (ou de Poder de Polícia e Regulamentar, na linguagem mais tradicional do direito administrativo), o que não seria compatível com a natureza privada da personalidade jurídica da PETRO-SAL (sociedade de economia mista); isso, segundo sustenta, seria incompatível com os arts. 173, § 1.º, II, 174 e 177, § 2.º, III, da Carta Política de 1988; c) é possível que se entenda, entretanto, que os poderes atribuídos à PETRO-SAL não são regulatórios, mas de natureza empresarial, como diretrizes para a empresa, e aí não haveria incompatibilidade com sua personalidade de direito privado; d) entretanto, mesmo que assim se entenda, ainda assim, haveria inconstitucionalidade por ofensa aos princípios da ordem econômica, mais precisamente a livre iniciativa e a livre concorrência.

---

<sup>217</sup> “a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da união”.

De fato, a argumentação é bastante robusta e, porque não dizer, sustentável. Entretanto, com relação ao último ponto, é possível estabelecer uma interpretação que compatibilize as disposições legislativas com a Constituição. Partindo da premissa de que a Lei pode retirar competências da ANP (item “a”), e que essas competências, sendo entendidas como diretrizes empresariais para a PETRO-SAL, são compatíveis com os arts. 173, § 1.º, II, 174 e 177, § 2.º, III, da Constituição (item “c”), restaria saber se, nessa hipótese, realmente há violação aos princípios da ordem econômica, mais precisamente a livre iniciativa e a livre concorrência (item “d”).

Certamente haveria violação aos dispositivos constitucionais (arts. 1.º, IV e 170, IV) não fosse o fato do *caput* do art. 177 instituir o regime de monopólio para o setor petrolífero. Assim, mesmo sendo uma atividade econômica, o seu regime de exploração é peculiar, pois não se sujeita à livre concorrência. Como já tratado em tópico anterior, o monopólio é o antônimo da concorrência. Assim, se a Constituição estabeleceu o regime de monopólio, é claro que não pode haver violação ao princípio da concorrência, uma vez que ele foi excepcionado para esse setor. Em outras palavras, se o regime é o de monopólio, a instituição da concorrência é que seria inconstitucional.

Por fim, a possibilidade de contratação de empresas privadas para a prestação dos serviços aludidos nos incisos I a V do art. 177/CF, de que trata seu § 1.º, não institui o regime de livre concorrência no setor, o que também já foi objeto de debate em tópico anterior. O regime do setor ainda é o de monopólio, e isso é expresso no *caput* do art. 177. Seu parágrafo primeiro apenas abre a possibilidade (“a União poderá”) de terceirização desses serviços, “observadas as condições estabelecidas em lei”. Quais condições? No caso, as previstas na Lei 12.304/10.

Ser compatível com a Constituição não significa ser a única opção institucional possível. Concorde ou não com o modelo estabelecido pela novel legislação, parece bastante sustentável a posição que, de fato, sua instituição era uma das possibilidades políticas possíveis no contexto constitucional atual, em que pese passível de críticas, e, inclusive, passível de fracasso.

## 7.5 DA PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA) – EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A.

Com a finalidade de retirar da ANP a competência de gerir os contratos de partilha, como ocorre com relação aos contratos de concessão, foi autorizada a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) – Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A., por meio da Lei 12.304/10.

Nos termos do Art. 2º da Lei 12.304/10, 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”. Dessa forma, além de gerir os contratos de partilha, a PPSA terá por finalidade comercializar o resultado da produção apropriado pela União como excedente em óleo nos percentuais previstos no contrato de partilha.

De um lado, a PPSA gere a execução do contrato de partilha, integrando o consórcio que o administra e assumindo relevantes postos nas atividades empresariais, nessa perspectiva, se relacionando para dentro das atividades de *upstream* com a Petrobrás e eventualmente com alguma ou algumas empresas privadas que venham a vencer uma licitação.

Essa função da PPSA reforça a presença estatal na atividade petrolífera, especialmente no tocante ao controle sobre os níveis de produção, que representam um *trade off* muito importante do ponto de vista intergeracional. Como debatido em tópico anterior, o petróleo não é um produto como outro qualquer. Trata-se de uma medida de força política internacional das maiores, por dois fatores especiais: o alto nível de dependência energética mundial dos combustíveis fósseis e o fato de ser uma fonte energética escassa e não renovável.

Considerando que as reservas petrolíferas são patrimônio da União e, em última análise, do povo brasileiro, consumi-las no presente significa deixar de fazê-lo no futuro. No contrato de concessão, principalmente a depender do prazo de seu exaurimento, não há para a concessionária nenhum incentivo ao uso racional do nível de produção. A empresa tenderá a produzir o máximo que conseguir no prazo do contrato, independentemente de fatores estratégicos de longo prazo.

Tal incentivo equivocado pode levar o país a exportar suas reservas a preços baixos e na retomada do preço não possuir mais reservas para sua própria manutenção.

Além dessa atividade centrípeta, a PPSA cumula uma função centrífuga, que é a comercialização do resultado da produção recebido pela União referente à sua parte do excedente em óleo. Esse foi um dos principais fatores que levaram à instituição do regime de partilha. Em vez de receber apenas um montante em dinheiro relativo às participações governamentais, a União passa a receber remuneração também com parte da produção, o que lhe confere o poder de internalizar no país as etapas a montante da cadeia produtiva, especialmente o refino, que gera muitos empregos, tributos e aquece a economia, dada a demanda por muitos serviços e fornecimento de bens como peças, máquinas, fardamentos, alimentos, etc<sup>218</sup>.

Além do aquecimento interno da economia, a integração vertical da indústria reposiciona o Brasil no mercado internacional, deixando de ser um fornecedor de matéria prima como o petróleo e o gás, e passando a ser o exportador de produtos industrializados derivados do petróleo e do gás, resultado da industrialização interna com o suporte do excedente em óleo da União, como as refinarias e as petroquímicas, além das indústrias associadas, como de peças e máquinas.

Assim, a PPSA, além de substituir a ANP no gerenciamento dos contratos de exploração e produção, assume o papel de vetor do desenvolvimento interno das etapas a montante da cadeia produtiva do petróleo e do gás, sendo dispensada em qualquer hipótese a realização de licitação para a contratação da PPSA<sup>219</sup> para realizar qualquer atividade que coincida com seu objeto social. Na prática, a PPSA ainda não foi regulamentada por decreto presidencial sob o argumento de ser necessário primeiramente definir a repartição dos *royalties* decorrentes da produção no

---

<sup>218</sup> “Nos países que buscam escapar da condição de simples provedores de recursos primários para os países centrais, além do domínio da etapa de exploração e produção, o refino do produto e a indústria petroquímica vão significar uma estratégia de crescimento vista como capaz de conduzi-los ao desenvolvimento auto-centrado. Além desses segmentos, todos compreendidos na indústria básica, um outro, a indústria para-petrolífera – que compreende a diversificada produção de componentes, desde equipamentos e peças de alta tecnologia até as de confecção simples -, para ser instalada, irá requerer do país um estágio de industrialização mais elevado. É nesse segmento que se concentram os maiores efeitos multiplicadores, e onde a escala e a especificidade dos materiais e serviços necessários são tantas que raros países podem oferecer, competitivamente, a totalidade desses bens e serviços” (PIQUET, 2007, p. 24).

<sup>219</sup> “Art. 5º É dispensada a licitação para a contratação da PPSA pela administração pública para realizar atividades relacionadas ao seu objeto” (Lei 12.304/10).

pré-sal, uma vez o Presidente da República vetou o art. 64<sup>220</sup> da Lei 12.351/10 que fixava estas regras, e, mais recentemente, também vetou muitos trechos do art. 42-B, da Lei 12.734/12.

A Lei 12.351/10 previu duas situações, e a cada uma determinou a formação de um consórcio, sempre presentes em quaisquer hipóteses a Petrobrás e a PPSA, que, nesse caso, representará no contrato de partilha os interesses da União<sup>221222</sup> e, em todos os casos terá a Petrobrás como operadora<sup>223</sup>:

<b>Petrobrás contratada diretamente ou vencedora da Licitação:</b>	<i>Consórcio: Petrobrás e PPSA</i>
<b>Outra empresa vencedora da licitação sozinha ou em consórcio com a Petrobrás:</b>	<i>Consórcio: Petrobrás, PPSA e vencedor da licitação</i>

<sup>220</sup> “Art. 64. Ressalvada a participação da União, bem como a destinação prevista na alínea d do inciso II do art. 49 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, a parcela restante dos royalties e participações especiais oriunda dos contratos de partilha de produção ou de concessão de que trata a mesma Lei, quando a lavra ocorrer na plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, será dividida entre Estados, Distrito Federal e Municípios da seguinte forma:

I - 50% (cinquenta por cento) para constituição de fundo especial a ser distribuído entre todos os Estados e Distrito Federal, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de Participação dos Estados - FPE; e

II - 50% (cinquenta por cento) para constituição de fundo especial a ser distribuído entre todos os Municípios, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de Participação dos Municípios - FPM.

§ 1o A União compensará, com recursos oriundos de sua parcela em royalties e participações especiais, bem como do que lhe couber em lucro em óleo, tanto no regime de concessão quanto no regime de partilha de produção, os Estados e Municípios que sofrerem redução de suas receitas em virtude desta Lei, até que estas se recomponham mediante o aumento de produção de petróleo no mar.

§ 2.º Os recursos da União destinados à compensação de que trata o § 1.º deverão ser repassados aos Estados e Municípios que sofrerem redução de suas receitas em virtude desta Lei, simultaneamente ao repasse efetuado pela União aos demais Estados e Municípios.

§ 3.º Os royalties correspondem à participação no resultado da exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o § 1.º do art. 20 da Constituição Federal, vedada a sua inclusão no cálculo do custo em óleo, bem como qualquer outra forma de restituição ou compensação aos contratados, ressalvado o disposto no § 1o do art. 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.”

<sup>221</sup> “Art. 21. A empresa pública de que trata o § 1.º do art. 8.º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção” (Lei 12.351/10).

<sup>222</sup> “Art. 4.º Compete à PPSA: I - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, especialmente: a) representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção; b) defender os interesses da União nos comitês operacionais” (Lei 12.304/10)

<sup>223</sup> Art. 19 Lei 12.351/10: “§ 3º O contrato de constituição de consórcio deverá indicar a Petrobras como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei”.

A Administração do consórcio caberá a um Comitê Operacional formado por representante de todos os consorciados<sup>224</sup> cuja presidência será indicada pela PPSA, que ocupará ainda metade das suas cadeiras.

## 7.6 DA LICITAÇÃO PARA CONTRATAÇÃO SOB O REGIME DE PARTILHA

Já foi visto que a realização da licitação como etapa prévia à celebração do contrato de partilha é uma opção. O Conselho Nacional de Política Energética pode propor ao presidente da República a contratação direta da Petrobrás<sup>225</sup>, que funcionará, nessa hipótese como operadora e única consorciada da PPSA no respectivo campo.

Ainda que se decida pela realização da licitação, a Petrobrás será operadora obrigatória do campo e integrante do consórcio a ser celebrado entre ela, o grupo empresarial vencedor da licitação e a PPSA. Mesmo assim, a Petrobrás pode participar como concorrente da licitação, sozinha ou em consórcio com outras empresas, com o objetivo de ampliar sua participação no consórcio que explorará o campo<sup>226</sup>.

O critério que define o grupo vencedor na licitação é a maior oferta de excedente em óleo para a União<sup>227</sup>, respeitado o percentual mínimo proposto pelo Ministério de Minas e Energia e fixado pelo Conselho Nacional de Política Energética.

---

<sup>224</sup> “Art. 22. A administração do consórcio caberá ao seu comitê operacional.

Art. 23. O comitê operacional será composto por representantes da empresa pública de que trata o § 1.º do art. 8.º e dos demais consorciados.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1.º do art. 8.º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes” (Lei 12.351/10).

<sup>225</sup> “Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção” (Lei 12.351/10).

<sup>226</sup> “Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º para ampliar a sua participação mínima definida nos termos da alínea c do inciso III do art. 10”.

<sup>227</sup> “Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10” (Lei 12.351/10).

Em que pesem estejam presentes no regime de partilha o conteúdo local, o programa exploratório mínimo e o bônus de assinatura, utilizados como componentes das ofertas dos licitantes no regime de concessão, tais elementos não são computados para fins de classificação na licitação da partilha, sendo fixados no próprio contrato nos valores e quantitativos previstos no edital, a título de cláusula de adesão. Isto porque, como dito, o único critério definidor do resultado da licitação é o maior excedente em óleo para a União.

## 7.7 DO CONTRATO DE PARTILHA

Assim como no contrato de concessão, o contrato de partilha é dividido em duas fases de execução<sup>228</sup>, a de exploração, que parte desde os trabalhos iniciais de pesquisa e perdura até a declaração de comercialidade; e a fase de produção, nela se incluindo as atividades de desenvolvimento.

Nos termos do art. 29, XIX, da Lei 12.351/10, o prazo do contrato de partilha é de no máximo 35 (trinta e cinco) anos, aí se incluindo ambas as fases, de exploração e produção, podendo ainda ser extinto, nos termos do art. 32, por acordo entre as partes, nas hipóteses previstas no contrato, pelo término da fase de exploração sem que tenha havido descoberta comercial, pelo exercício do direito de desistência do interessado com o pagamento de todos os custos ou caso o contratado se recuse a firmar acordo de individualização<sup>229</sup> nos termos fixados pela ANP.

No contrato de partilha ainda serão fixados o conteúdo local, o programa exploratório mínimo e o bônus de assinatura, que, como dito, não representam fator determinante para classificação na licitação, figurando como cláusulas de adesão. Na verdade, como a minuta do

---

<sup>228</sup> “Art. 27. O contrato de partilha de produção preverá 2 (duas) fases: I - a de exploração, que incluirá as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade; e II - a de produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento” (Lei 12.351/10).

<sup>229</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” (Lei 12.351/10).

contrato já é parte integrante do edital de licitação<sup>230</sup>, tais fatores já são conhecidos desde a licitação.

## 7.8 DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E DO EXCEDENTE EM ÓLEO

No regime de concessão, a remuneração do Poder Público é feita em dinheiro, por meio das participações governamentais pagas pelo concessionário. Já no regime de partilha, além das participações governamentais, o Poder Público recebe uma parcela do excedente em óleo, que será comercializada pela PPSA<sup>231</sup>.

No tocante às participações governamentais, há de se rememorar as duas perspectivas pelas quais podem ser observadas: a) a primeira delas é a relação entre a União, proprietária dos recursos minerais do subsolo e a quem a empresa contratada paga as participações governamentais e b) a segunda perspectiva é a distribuição que a União faz dos recursos arrecadados a esse título.

Com relação à primeira perspectiva, a Lei 12.351/10 previu para o regime de partilha apenas duas participações governamentais, os *royalties* e os bônus de assinatura, diversamente da concessão que ainda conta, além dessas duas, com a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área, como visto em tópico anterior.

O bônus de assinatura na licitação para celebração do contrato de concessão funciona como elemento de pontuação para os candidatos, tendo um limite mínimo fixado no edital e seu valor efetivo é estabelecido pelo lance oferecido pelo vencedor da licitação. Já no contrato de partilha não funciona como fator de classificação para a licitação, e, por essa razão, possui um valor pré definido no edital, devendo o licitante aderir ou não ao valor.

---

<sup>230</sup> “Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente (...)” (Lei 12.351/10).

<sup>231</sup> “Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9.º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1.º do art. 8.º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput” (Lei 12.351/10).

Já os *royalties* serão pagos no percentual de 15% (quinze por cento) sobre o valor da produção, de acordo com o art. 42, § 1º da Lei 12.351/10.

Entretanto, o elemento decisivo na licitação para o regime de partilha é o percentual do excedente em óleo ofertado pela contratada ao Poder Público, que representa a quantidade de petróleo e gás que será recebido pela União como parte de sua remuneração.

Por definição do art. 44 da Lei 12.351/2010<sup>232</sup>, no regime de partilha não existe a participação especial. Na verdade, é possível se concluir que o excedente em óleo veio substituir a participação especial no regime de partilha de produção, especialmente se considerando que possuem base de cálculo semelhante, o lucro. A diferença é que, na concessão, essa parcela é paga em dinheiro, e na partilha ela é paga em petróleo e gás.

---

<sup>232</sup> “Art. 44. Não se aplicará o disposto no art. 50 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, aos contratos de partilha de produção”.

## CONCLUSÃO

Pelo que se pôde observar, o petróleo é elemento decisivo para o futuro do mundo. Entre suas características, merece destaque o fato de se tratar da matriz energética mais importante do globo e, de outro lado, ser uma fonte de energia escassa e não renovável.

Todas as projeções apontam para um nível crescente da demanda pelo produto, acelerada pela industrialização de países emergentes e superpopulosos, o que implica num aumento no consumo, como a China, Índia e Brasil. De outro lado, a abundância nas descobertas verificadas na década de 60 não se mostra nem próxima à dos dias atuais, sendo cada vez mais raras e sob condições de prospecção bastante adversas.

As descobertas dos gigantescos campos do pré-sal pelo Brasil na década passada imprimiram uma nova dinâmica na indústria petrolífera nacional, que já se encontrava em alta desde a modernização do setor empreendida a partir do marco regulatório representado pela Emenda Constitucional nº 9/95 e pela edição da Lei 9.478/97, que possibilitou o ingresso de capital estrangeiro e alavancou a modernização do setor, especialmente do ponto de vista tecnológico.

A Petrobrás tem apresentado sucessivos avanços no mercado internacional e hoje é uma das mais importantes empresas do mundo.

O debate empreendido se voltou para a perspectiva pragmática, mais especificamente à luz da análise econômica do direito, analisando os regimes jurídicos a partir dos incentivos dados aos agentes envolvidos. Entretanto, usualmente, a análise econômica do direito se pauta sob a perspectiva de Pareto a fim de chegar a conclusões a respeito da eficiência de alguns regimes jurídicos. No caso, a opção foi por verificar o tema sob a perspectiva de um dos contratantes, no caso, o Brasil, considerando a eficiência da contratação em seu favor.

Nessa linha, é possível que em outros regimes o nível de produção fosse maior, ou mesmo que as regras incentivassem um maior incremento tecnológico, mas, como dito, o foco da análise se deu sob duas perspectivas: a intergeracional e a extrafiscal.

Sob a perspectiva intergeracional, o uso dos recursos minerais no presente, que têm por característica a escassez e a não renovabilidade, implica numa renúncia de fazê-lo no futuro, em detrimento das próximas gerações de brasileiros. Desse modo, a função geopolítica do petróleo reforça a necessidade da manutenção de reservas estratégicas e a manutenção de um nível de produção estabelecido com base em projetos de longo prazo.

Além disso, o que desafia um regime jurídico diferenciado para a indústria petrolífera é justamente o fato de ser um setor diferenciado. Como verificado em tópico específico, a indústria do petróleo é uma atividade econômica em sentido estrito, e não um serviço público. Por essa razão, considerando que o Brasil constitucionalmente foi concebido como uma economia de mercado, o setor deveria ser aberto à livre exploração da iniciativa privada. Ocorre que, sendo um monopólio da União, a atividade é exercida sob forte intervenção estatal, quando não é totalmente exercida pelo Poder Público.

Não é a alta lucratividade que leva à instituição do monopólio do petróleo. Fosse assim outros setores também lucrativos seria explorados pelo poder público, como automobilístico, metalúrgico, comercial, etc. É o papel geopolítico da atividade e sua perspectiva intergeracional que justifica a presença estatal no setor. O monopólio do petróleo não é exclusividade do Brasil, sendo utilizado em maior ou menor grau por quase todas as nações com produção minimamente razoável.

Verificados exemplos de estrutura de mercado de outros países produtores, procedeu-se à análise dos dois sistemas atualmente utilizados no Brasil: a concessão e a partilha. Como já mencionado, a perspectiva pragmática dada ao debate é incompatível com a simples escolha de um regime como sendo o ideal. Os regimes de contratação foram analisados como meros instrumentos para a consecução de alguns objetivos que ao fim e ao cabo estão consagrados na Constituição.

O caráter instrumental do regime de contratação leva à percepção que sua escolha depende de fatores conjunturais. As regras de incentivos podem funcionar de formas diversas, a depender das condições a que são submetidas. Por essa razão, não existe um sistema melhor que outro, ou mais justo que outro. Existe o sistema que funciona ou não, a depender das circunstâncias a que estão submetidos.

Considerando o desenrolar do trabalho, foi possível se chegar às seguintes conclusões:

- a) Não há na Constituição de 1988 qualquer dispositivo ou norma que vincule o estabelecimento de qualquer que seja o regime de contratação para as atividades de exploração e produção. Cabe ao legislador definir qual a forma de contratação e o regime de exploração, de modo que tanto o regime de concessão como o de partilha, ou ambos simultaneamente, são compatíveis com o regramento constitucional;
- b) Não há, entre o regime de partilha e o regime de concessão, uma escala qualitativa, que confirme ser um melhor do que o outro, ou mais justo ou mais compatível com a constituição. A escolha do regime é instrumental, e depende de fatores conjunturais, de modo que um modelo pode ser melhor numa dada circunstância e outro numa circunstância diversa;
- c) O regime de concessão é bastante interessante para o país hospedeiro porque lhe permite atrair investimentos estrangeiros e incrementar a indústria local, modernizando e ampliando as atividades. Como a rentabilidade para as empresas produtoras nesse regime é maior, o mercado se torna mais atrativo, aumentando o nível de risco que as empresas anuem em assumir. Assim, o regime de concessão é fortemente indicado para cenários de pouca abundância ou de novas fronteiras;
- d) O regime de concessão traz pontos negativos, especialmente pela ausência de governança pública sobre os níveis de produção, dificultando o gerenciamento intergeracional e a adoção de medidas que venham a garantir um melhor aproveitamento das reservas. Como a remuneração do setor público é feita em dinheiro, não há garantias de instalação industrial no país das etapas a montante da cadeia produtiva, de modo que o país pode se tornar um exportador de matéria prima para ser industrializada no exterior, bem como um importador dos produtos decorrentes da industrialização de sua própria produção;
- e) O regime de partilha proporciona ao setor público maior controle sobre os níveis de produção, adoção de políticas intergeracionais, um ritmo e um padrão de produção que aumente ao máximo a produtividade de cada campo e, como um dos principais fatores, permite internalizar as etapas a montante da cadeia produtiva, uma vez que parte da produção é percebida em óleo (*profit oil* do Estado). Assim, a empresa estatal pode utilizar sua parte do *profit oil* para retroalimentar as etapas a montante da cadeia produtiva, internalizando no país emprego, tecnologia e renda;

- f) O regime de partilha traz consigo boa parte das falhas de governo do setor público, de modo que é um risco iminente o arrefecimento do mercado, a ineficiência, e desestímulo ao ingresso de capitais estrangeiros e a estagnação tecnológica, o que impactaria direta e negativamente no nível de novas descobertas;
- g) A adoção do sistema de partilha, caso não seja muito bem balanceado e gerenciado, pode tornar inviável economicamente a exploração do pré-sal, dado seu alto custo de produção. Assim, é interessante para o Poder Público a adoção da forma consorciada da partilha, como previsto na legislação, de modo a garantir a governança sobre a produção (ou ao menos sobre parte dela), e a atração de empresas internacionais para explorar o mercado;
- h) Dessa relação consorciada com as empresas multinacionais, as estatais podem se beneficiar com a assimilação de padrões de gestão mais eficientes e compartilhar as mais modernas descobertas tecnológicas, com todos os benefícios do regime de partilha;

É claro que não é possível afirmar que esse ou aquele regime será melhor sucedido no Brasil ou em determinados campos. De fato, o Brasil tem avançado para a adoção do sistema de partilha sem abandonar a ideia do regime de concessão, tanto é assim que ainda em 2013 ocorrerá a 11.<sup>a</sup> rodada de licitações nesse regime.

Só a experiência dirá se os resultados apresentados pelo regime de partilha foram tão significativos quanto os apresentados pelo regime de concessão. Mas sua implementação deve ser cautelosa gradual, uma vez que não se pode olvidar que em países mais ricos e desenvolvidos o regime preponderantemente adotado é o de concessão, ao passo que em países mais pobres e subdesenvolvidos predomina o regime de partilha ou mesmo contrato de serviços.

## BIBLIOGRAFIA

ADEODATO, João Maurício. *Ética e retórica: para uma teoria da dogmática jurídica*. São Paulo: Saraiva, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Superintendência de Participações Governamentais. *Manual de procedimentos de royalties: descrição das atividades, por etapas sistemáticas, que compõe a atividade de controle, cálculo e distribuição de royalties exercida pela Superintendência de Controle de Participações Governamentais*. v. 9, ANP, 2010.

AGUILLAR, Fernando Herren. *Direito econômico: do direito nacional ao direito supranacional*. São Paulo: Atlas, 2006.

ALVES, Clarissa Brandão de Carvalho Cardoso. Lex petrolea: o direito internacional privado na indústria do petróleo. In: RIBEIRO, Maria Rosado de Sá (Org.). *Novos rumos do direito do petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009.

ANDERSON, Owen L. et al. *Hemingway oil and gas law and taxation*. 4<sup>th</sup> ed. USA: Thompson West, 2004. (Hornbook Series).

ARAGÃO, Alexandre Santos. *Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico*. 2. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2006.

\_\_\_\_\_. O contrato de concessão de exploração de petróleo e gás. *Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico: REDAE*, Salvador, Instituto de Direito Público da Bahia, n. 5, fev./abr., 2006. Disponível em: [HTTP://www.direitodorestado.com.br](http://www.direitodorestado.com.br). Acesso em: 11/09/2008.

ARAÚJO, Fernando. *Teoria econômica do contrato*. Coimbra: Almedina, 2007.

ARIDA, Pérsio. A pesquisa em direito e em economia: em torno da historicidade da norma. In: ZYLBERSZTAJN, Decio; SZTAJN, Rachel (Orgs.). *Direito & economia: análise econômica do direito e das organizações*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS (Eds.). *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*. São Paulo: 2009. Trabalho realizado com recursos do Fundo de Estruturação de Projetos do BNDES (FEP), no âmbito da Chamada Pública BNDES (PEP) n. 01/2008.

BARBOSA, Alfredo Ruy. A natureza jurídica da concessão para exploração de petróleo e gás natural. In: VALOIS, Paulo. *Temas de direito do petróleo e do gás natural II*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.

BARBOSA, Décio Hamilton. *Tributação do petróleo no Brasil e em outras jurisdições*. Rio de Janeiro: Livre Expressão, 2011.

BARRETO, Celso de Albuquerque. Geopolítica do petróleo: tendências mundiais pós-Guerra do Iraque de 2003. Brasil: situação e marco regulatório. In: RIBEIRO, Maria Rosado Sá (Org.). *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

BASTOS, Celso Ribeiro. *Direito econômico brasileiro*. São Paulo: IBDC, 2000.

BASTOS, Vânia Lomônaco; SILVA, Maria Luiza Falcão. *Para entender as economias do terceiro mundo*. 2. ed. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 2001.

BAUMFLEK, Imaly. O papel da OPEP no cenário internacional. In: RIBEIRO, Maria Rosado Sá (Org.). *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

BILLIER, Jean-Cassien; MARYIOLI, Aglaé. *História da filosofia do direito*. Tradução de Maurício de Andrade. Barueri/SP: Manole, 2005.

BINENBOJM, Gustavo. *Uma teoria do direito administrativo: direitos fundamentais, democracia e constitucionalização*. 2. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Renovar, 2008.

BITTAR, Eduardo Carlos Bianca. *Curso de ética jurídica: ética geral e profissional*. 7. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.

BOBBIO, Norberto. *O positivismo jurídico: lições de filosofia do direito*. Compiladas por Nello Morra; tradução e notas Márcio Pugliesi, Edson Bini, Carlos E. Rodrigues. São Paulo: Ícone, 1995.

BONAVIDES, Paulo. *Curso de direito constitucional*. 12. ed. rev. e atual. São Paulo: Malheiros, 2002.

BUCCI, Maria Paula Dallari. *Direito administrativo e políticas públicas*. São Paulo: Saraiva, 2006.

CALIENDO, Paulo. *Direito tributário e análise econômica do direito: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

CARVALHO, Ricardo Lemos Maia L. de. As agências de regulação norte-americanas e sua transposição para os países da civil law. In: DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito regulatório: temas polêmicos*. 2. ed. rev. e ampl. Belo Horizonte: Fórum, 2009.

CASTRO, Carlos Roberto Siqueira. Aspectos regulatórios do investimento estrangeiro no Brasil diretamente relacionados à indústria do petróleo e do gás natural: o regime especial denominado REPETRO e o Programa Setorial RIOPETROLEO (ano 2000). In: *Direito constitucional e regulatório: ensaios e pareceres*. Rio de Janeiro: Renovar, 2011.

\_\_\_\_\_. Parecer para a Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR) acerca da jurisdição dos projetos de lei enviados pelo Governo Federal ao Congresso Nacional, que versam sobre a introdução de novas regras para a disciplina e a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na área conhecida como “Pré-Sal”, com adoção no Brasil do sistema de partilha de produção (ano 2009). In: *Direito constitucional e regulatório: ensaios e pareceres*. Renovar: Rio de Janeiro, 2011a.

CAVALCANTI, Francisco; ADEODATO, João Maurício (Coord.). *Princípio da legalidade: da dogmática jurídica à teoria do direito*. Rio de Janeiro: Forense, 2009. p. 55-78.

COASE, Ronald H. The nature of the firm. In: \_\_\_\_\_. *The firm, the market, and the law*. Chicago: The University of Chicago Press, 1988.

\_\_\_\_\_. O problema do custo social. *The Latin American and Caribbean Journal of Legal Studies*. Chicago, v. 3, Issue 1, Article 9, 2008.

COOTER, Robert; ULLEN, Thomas. *Direito & economia*. Tradução Luiz Marcos Sander, Francisco Araújo da Costa. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2010.

CORTEZ, Tiago Machado. Concorrência e regulação no sistema financeiro. In: CAMPILONGO, Celso Fernandes; ROCHA, Jean Paul Cabral Veiga da; MATTOS, Paulo Todescan Lessa. *Concorrência e regulação no sistema financeiro*. São Paulo: Max Limonad, 2002.

COSTA, Maria D’Assunção Costa. *Comentários à lei do petróleo: lei federal n.º 9.478, de 6-8-1997*. 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Atlas, 2009.

DWORKIN, Ronald. *O império do direito*. Tradução Jefferson Luiz Camargo; revisão técnica Gildo Sá Leitão Rios. São Paulo: Martins Fontes, 2003.

EPSTEIN, Richard A. *Antitrust consent decrees: in theory and practice, why less is more*. Washington D.C.: The American Enterprise Institute – The AEI Press, 2007.

FARENA, Duciran Van Marsen. Serviços públicos, regulação e concorrência. In: ROCHA, João Carlos de Carvalho; MOURA JÚNIOR, Flávio Paixão; DOBROWOLSKI, Samantha Chantal;

SOUZA, Zani Tobias de (Coords.). *Lei antitruste: 10 anos de combate ao abuso do poder econômico*. Belo Horizonte: Del Rey, 2005.

FERREIRA, Antônio Luís de Miranda. A desmonopolização do mercado. In: VALOIS, Paulo. *Temas de direito do petróleo e do gás natural II*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.

FERREIRA JÚNIOR, Lier Pires. *Direito internacional, petróleo e desenvolvimento: políticas de produção petrolífera em áreas inativas com acumulações marginais*. São Paulo: Saraiva, 2011.

\_\_\_\_\_; OLIVEIRA JÚNIOR, Geraldo Fragoso de. Direito e soberania: a nova realidade da Petrobrás no setor de petróleo e gás da Bolívia. In: GUERRA, Sidney; FERREIRA JÚNIOR, Lier Pires (Orgs.). *Direito internacional ambiental e do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2009.

FERREIRA JÚNIOR, Lier Pires; ROCHA, F. V.; LESSA, M. *Bacias paleozóicas: como ampliar sua atratividade nos marcos regulatórios vigentes? Relatório de consultoria*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, jul./ago., 2005.

FMI. *World Economic Outlook Database*, April 2008. Acesso em: 12/09/2008.

FONSECA, João Bosco Leopoldino da. *Direito econômico*. 5. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Forense, 2004.

FORGIONI, Paula. *Os fundamentos do antitruste*. 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2005.

GICO JUNIOR, Ivo T. Metodologia e epistemologia da análise econômica do direito. *Economic Analysis of Law Review*, Universidade Católica de Brasília, v. 1, n. 1, p. 7-33, jan./jun., 2010.

GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na Constituição de 1988*. 9. ed. rev. e atual. São Paulo: Malheiros, 2004.

GUTMAN, José. Participações governamentais: passado, presente e future. In: PIQUET, Rosélia; SERRA, Rodrigo (Orgs.). *Petróleo e região no Brasil: o desafio da abundância*. Rio de Janeiro: Garamond, 2007.

HASTIE, Ried; DAWES, Robin. *Rational choice in an uncertain world: the psychology of judgment and decision making*. London: Sage, 2001.

HJØRUNGNES, Diana Amendoeira Maciel. Brasil, e os próximos dez anos?. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Novos rumos do direito do petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009.

HOLMES JUNIOR, Oliver Wendell. O caminho do direito. In: MORRIS, Clarence (Org.). *Os grandes filósofos do direito*. São Paulo: Martins Fontes, 2002.

HOVENKAMP, Herbert. *The antitrust enterprise: principle and execution*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press, 2008.

JAMES, William. Conceitos filosóficos e resultados práticos. In: PUGLIESE, Márcio; COSTA, Wagner Veneziani (Org. e sel.). *Filosofia americana: uma introdução*. Tradução Sílvia Branco Sarzana. São Paulo: WXC Editora, 2001.

JIMÉNEZ, Paulino Ernesto Arellanes. Reflexiones en torno del gas y el medio ambiente desde la academia: caso Mexico. In: GUERRA, Sidney; FERREIRA JÚNIOR, Lier Pires (Orgs.). *Direito internacional ambiental e do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2009.

JOHNSON, Bruce Banner; SAES, Flávio Azevedo Marques de; TEIXEIRA, Hélio Janny; WRIGHT, James Terence Coulter. *Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas, concessão, regulamentação, privatização e melhoria da gestão pública*. São Paulo: Edgard Blücher, 1996.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de direito administrativo*. 4. ed. rev. e atual. São Paulo: Saraiva, 2009.

KWABE, Hanatu. Should neutrality be the key factor in a fiscal regime: the case of Angola? In: *CEPMLP Annual Review 2009/10*. Reino Unido: CEPMLP; University of Dundee, 2010.

LAUBADÈRE, André de. *Direito público económico*. Coimbra: Almedina, 1979.

LOUREIRO, Gustavo Kaercher. Apontamentos à Lei n.º 12.351/10: Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo: um primeiro contato. *Revista de Direito Público da Economia*, Belo Horizonte, Fórum, ano 10, n. 38, abr./jun., 2012.

LOWE, John S.; ANDERSON, Owen L.; SMITH Ernest E.; PIERCE, David E. *Cases and materials on oil and gas law*. 4<sup>th</sup> ed. USA: West Group, 2002. (American Casebook Series).

KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia. *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. 15. reimp. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

LAUBADÈRE, André de. *Direito público económico*. Coimbra: Almedina, 1985.

LIMA, Paulo César Ribeiro. *Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobrás*. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Biblioteca Digital da Câmara. Disponível em:

[http://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/4745/descricao\\_analise\\_lima.pdf?sequencia=1](http://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/4745/descricao_analise_lima.pdf?sequencia=1). Acesso em: 14/01/2013.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. Algumas considerações sobre o petróleo e a ordem internacional. In: RIBEIRO, Maria Rosado Sá (Org.). *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

\_\_\_\_\_. *Curso de direito administrativo*. 17. rev. e atual. São Paulo: Malheiros, 2004.

MARQUES, Fernando de Oliveira. Aspectos atuais do mercado relevante. *Revista de Direito da Concorrência*, Brasília, IOB/CADE, n. 2, abr./jun., 2004.

MARTINS, Ricardo Marcondes. *Regulação administrativa à luz da Constituição Federal*. São Paulo: Malheiros, 2011.

MONCADA, Luiz Cabral de. *Direito econômico*. 3. ed. rev. e actual. Coimbra: Coimbra Editora, 2000.

MOTA, Carlos Guilherme. *Ideologia da cultura brasileira (1933-1974): pontos de partida para uma revisão histórica*. São Paulo: Editora 34, 2008.

MURPHY, John. *O pragmatismo: de Peirce a Davison*. Porto: Edições ASA, 1993.

NELSON, Philip. Informational and consumer behavior. *Journal of Political Economy*, 78, p. 311-329, 1970.

NOBRE JÚNIOR, Edilson Pereira. Administração pública e o princípio constitucional da eficiência. *Revista da ESMAFE – Escola da Magistratura Federal da 5.ª Região*, Recife, n. 11, dez., 2006.

NUSDEO, Fábio. *Curso de economia: introdução ao direito econômico*. 5. ed. rev. e atual. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2008.

OLIVEIRA, Gesner. Regulação pró-concorrencial e o novo ciclo de abertura comercial do Brasil. *Revista de Direito da Concorrência*, Brasília, IOB/CADE, p. 12-30, 2003, ed. esp.

OLIVEIRA, Gesner; RODAS, João Grandino. *Direito e economia da concorrência*. Rio de Janeiro: Renovar, 2004.

OLIVEIRA, José Marcos Domingues de. Aspectos tributários do direito do petróleo: natureza jurídica das participações governamentais: government take. In: RIBEIRO, Maria Rosado Sá (Org.). *Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

OSÓRIO, Fábio Medina. *Direito administrativo sancionador*. 3. ed. rev. atual. e ampl. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2009.

PAIM, Maria Augusta. *O petróleo no mar: os regimes das plataformas marítimas petrolíferas no direito internacional*. Rio de Janeiro: Renovar, 2011.

PEIRCE, Charles Sanders. Como tornar claras nossas idéias. In: PUGLIESE, Márcio; COSTA, Wagner Veneziani (Org. e sel.). *Filosofia americana: uma introdução*. Tradução Sílvia Branco Sarzana. São Paulo: WXC Editora, 2001.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. 4. tir. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PIQUET, Rosélia. Indústria do petróleo e dinâmica regional: reflexões teórico metodológicas. In: \_\_\_\_\_; SERRA, Rodrigo (Orgs.). *Petróleo e região no Brasil: o desafio da abundância*. Rio de Janeiro: Garamond, 2007.

POSNER, Richard A. *El análisis económico del derecho*. Primeira edición em español, primeira reimpressão. México: Fondo de Cultura Económica, 2000.

\_\_\_\_\_. *Law, pragmatism, and democracy*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press, 2005.

\_\_\_\_\_. *Problemas de filosofia do direito*. Tradução Jefferson Luiz Camargo; revisão técnica e da tradução Mariana Mota Prado. São Paulo: Martins Fontes, 2007.

\_\_\_\_\_. *How judges think*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press, 2008.

\_\_\_\_\_. *A failure of capitalism: the crisis of '08 and the descent into depression*. Cambridge, Massachusetts; London, England: Harvard University Press, 2009.

POSTALI, Fernando Antonio Slaibe. *Resource curse, petroleum rents and Municipal growth in Brazil, 2008*. Disponível em: <http://www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br/index.php?cod=4>. Acesso em: 02/10/2009.

PUTMAN, Hilary. A teoria da verdade de James. In: PUTMAN, Ruth Anna (Org.). *William James*. Tradução André Oides. Aparecida, SP: Ideias & Letras, 2010. p. 211-234.

QUINTANS, Luiz Cesar P. *Direito do petróleo: conteúdo local: a evolução do modelo de contrato e o conteúdo local nas atividades de E&P no Brasil*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos; IBP, 2010.

RÊGO, George Browne. O pragmatismo como alternativa à legalidade positivista: o método jurídico-pragmático de Benjamin Nathan Cardozo. In: BRANDÃO, Cláudio; CAVALCANTI, Francisco; ADEODATO, João Maurício (Coord.). *Princípio da legalidade: da dogmática jurídica à teoria do direito*. Rio de Janeiro: Forense, 2009. p. 55-78.

RIBEIRO, Maria Rosado de Sá. Aspectos ambientais da indústria do petróleo no Brasil. In: GUERRA, Sidney; FERREIRA JÚNIOR, Lier Pires (Orgs.). *Direito internacional ambiental e do petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2009.

ROCKEFELLER, Edwin S. *The antitrust religion: how blind Faith in antitruste has led to confusing and arbitrary enforcement*. Massachusetts: Cato Institute, 2007.

RODRIGUES, Vasco. *Análise económica do direito: uma introdução*. Coimbra: Almedina, 2007.

SALAMA, Bruno Meyerhof. O que é “direito e economia”? In: TIMM, Luciano Benetti (Org.). *Direito & economia*. 2. ed. rev. e atual. Porto Alegre: Livraria do Advogado, 2008.

SALDANHA, Nelson Nogueira. *Ordem e hermenêutica*. 2. ed. rev. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Direito concorrencial: as condutas*. São Paulo: Malheiros, 2003.

SERRA, Rodrigo Valente. *Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petrolíferos no Brasil*. 2005. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia. Campinas/SP. Disponível em: [www.royaltiesdopetroleo.uca-campos.br](http://www.royaltiesdopetroleo.uca-campos.br). Acesso em: 16/09/2008.

SILVA, Leonardo Mussi da. *ICMS sobre a extração de petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.

SIQUEIRA, Mariana de. *O fomento aos campos maduros de petróleo e o desenvolvimento: uma análise jurídico constitucional*. Natal/RN: EDUFRN, 2010.

SOUTO, Marcos Jurema Villela. *Direito administrativo regulatório*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

SOUZA, Francisco José Rocha de. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobrás*. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Disponível em: [http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011\\_907.pdf](http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011_907.pdf). Acesso em: 14/01/2013.

STIGLER, George J. The theory of economic regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, v. 2, n. 1, p. 3, Spring 1971.

STIGLITZ, Joseph E.; WALSH, Carl E. *Introdução à microeconomia*. Tradução da 3. ed. original de Helga Hoffmann, 7. reimp. Rio de Janeiro: Campus, 2003.

TAVARES, André Ramos. *Direito constitucional econômico*. 3. ed. Rio de Janeiro: Forense; São Paulo: Método, 2011.

VASCO, Rodrigues. *Análise econômica do direito: uma introdução*. Coimbra: Almedina, 2007.

WEBB, Michael, 2012. The legal framework concerning Abu Dhabi oil concessions: opportunities and challenges. In: *Financier Worldwide's Energy & Utilities Global Reference Guide 2012*. Disponível em: <http://www.hadefpartners.com/News/pageid/120-137/default.aspx?mediaid=225>. Acesso em: 10/12/2012.

WORLD BANK. *World development report 2002: buinding institutions for markets*. Washington: World Bank and Oxford University Press , 2001.

XAVIER, Alberto. Natureza jurídica e âmbito de incidência da compensação financeira por exploração de recursos minerais. *Revista Dialética de Direito Tributário*, São Paulo, Dialética, v. 29, 1998.

ZYLBERSZTAJN, Decio; SZTAJN, Rachel. Análise econômica do direito e das organizações. In: \_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_ (Orgs.). *Direito & economia: análise econômica do direito e das organizações*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

\_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_ ; AZEVEDO, Paulo Furquim. Economia dos contratos. In: \_\_\_\_\_; \_\_\_\_\_ (Orgs.). *Direito & economia: análise econômica do direito e das organizações*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.