ANDRESSA GUIMARÃES TORQUATO FERNANDES

DIREITO FINANCEIRO APLICADO AO SETOR DO PETRÓLEO

Tese de Doutorado exigida para a obtenção do título de Doutor no Programa de Pós-graduação *Stricto Sensu* em Direito Financeiro da Universidade de São Paulo

Orientador: José Maurício Conti

Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo

São Paulo

2013

ANDRESSA GUIMARÃES TORQUATO FERNANDES

DIREITO FINANCEIRO APLICADO AO SETOR DO PETRÓLEO

Tese de Doutorado exigida para a obtenção do título de Doutor no Programa de Pós-graduação *Stricto Sensu* em Direito Financeiro da Universidade de São Paulo

Orientador: José Maurício Conti

Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo

São Paulo

2013

ANDRESSA GUIMARÃES TORQUATO FERNANDES

DIREITO FINANCEIRO APLICADO AO SETOR DO PETRÓLEO

Tese de Doutorado exigida para a obtenção do título de Doutor no Programa de Pós-graduação *Stricto Sensu* em Direito Financeiro da Universidade de São Paulo

APROVADA: __ de _____ de _____

_____

Professor José Maurício Conti

(Orientador – FDUSP)

_____

Professor _____

_____

Professor _____

_____

Professor _____

_____

Professor _____

DEDICATÓRIA

Aos meus avós queridos, Luci e Hélio.

AGRADECIMENTOS[·]

Antes, e acima de tudo, a Deus, meu pai amado, por tudo que tenho e por tudo que sou, por ter concedido tantas bênçãos em minha vida;

Aos meus avós Luci e Hélio, por todo o amor e carinho;

Aos meus avós Lindalva e José, pelo exemplo de firmeza e retidão;

A minha mãe, Mônica, por todo o seu amor, pelo exemplo de coragem e determinação;

Ao meu pai, Silvio, pelo exemplo de otimismo e perseverança;

Aos meus irmãos Heloíza e Arthur, pela cumplicidade;

Ao meu orientador José Maurício Conti, exemplo de caráter e seriedade no trabalho e na vida, agradeço pela confiança depositada neste trabalho e pelos ensinamentos;

Aos meus queridos amigos que contribuíram para a realização desta tese e fizeram de São Paulo um lugar tão prazeroso de se viver: André, Basile, Cecília, Celso, Dalton, Fred, Gabriel, Gustavo, Irineia, Maysa e Michel. Obrigada pelas divertidas conversas jogadas fora e pelo compartilhamento de tantos sonhos;

Aos meus primos queridos, Rodrigo, Alessandra e Thaysa;

A meus tios Gaudêncio e Verydiana, por todo o apoio;

A Jing e Karla, amigas eternas;

[·] Agradecemos também o apoio financeiro para a realização deste estudo concedido pela Fapesp e pelo CNPQ.

RESUMO

Busca-se, por meio da presente tese, rever a natureza jurídica atribuída aos *royalties* do petróleo pela doutrina majoritária no Brasil, que os caracteriza como um preço público devido pelas companhias petrolíferas à União, em contraprestação a um direito de *exploração* de bem público, do qual este ente político detém a propriedade.

Intenta-se demonstrar que se trata, na verdade, de um pagamento realizado em contraprestação à alienação de um bem público (o petróleo) ao particular, o que traz consequências profundas à forma como tais receitas serão classificadas na Lei Orçamentária Anual dos três entes federativos, bem como ao grau de restrição a sua aplicação.

Aceita essa posição, os *royalties* passarão a ser classificados nas Leis Orçamentárias como receitas de capital, fruto da alienação de um bem público, e não mais como uma receita corrente patrimonial, decorrente da exploração de um bem público.

Assim, uma vez classificados como receitas de capital, somente poderão ser aplicados em despesas de capital, ou seja, basicamente em investimentos e inversões financeiras, de acordo com o artigo 44 da Lei de Responsabilidade Fiscal, ficando vedada a possibilidade, tal qual tem sido feito, de serem utilizados no custeio da máquina pública, aplicação contrária a uma lógica de uso sustentável dessas receitas.

Palavras-chave: *royalties*, natureza jurídica, Lei Orçamentária Anual, receitas de capital e investimentos.

ABSTRACT

The objective of this thesis is to review the nature of royalties given by the majority doctrine in Brazil, which characterize it as a public price payable by oil companies to the Union, in consideration of a right to explore a public good.

We aim to demonstrate that it is actually a payment made in consideration for the sale of a public good (oil), which has profound consequences on how such revenues shall be classified in the Annual Budget Law of the three political entities in Brazil (Union, states and municipalities), as well as the degree of restriction to their application.

Accepted our position, the royalties will be classified in Budgetary Laws as capital revenue, resulting from the sale of a public asset and not as a current revenue, due to an use of a public good.

So, once classified as a capital revenue, royalties may only be used in capital expenditures, like investments, in accordance with Article 44 of the Fiscal Responsibility Law, not in current expenditures that represents an application contrary to the logic of sustainable use of these revenues.

Keywords: royalty, Annual Budget Law, capital revenue and investments.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 11

1 DO EXERCÍCIO DA SOBERANIA SOBRE OS RECURSOS NATURAIS NO TERRITÓRIO BRASILEIRO 14

1.1 Considerações sobre o Princípio da Soberania dos Recursos Naturais no Direito Internacional 14

1.2 O Território Brasileiro 17

1.3 Do Exercício da Soberania sobre os Recursos Naturais da Plataforma Continental Brasileira 19

2 A PROPRIEDADE DO PETRÓLEO NO BRASIL 25

2.1 Considerações Gerais sobre o Exercício do Direito de Propriedade pelo Estado: bens do domínio público e do domínio privado 25

2.2 Classificação dos Bens Públicos no Direito Brasileiro 28

2.2.1 Bens de Uso Comum do Povo 28

2.2.2 Bens de Uso Especial 29

2.2.3 Bens Dominicais 30

2.3 Do Regime Jurídico Aplicável ao Petróleo como Bem Público no Direito Brasileiro 32

2.3.1 Definições técnicas importantes 32

2.3.2 O que é o petróleo? 33

2.3.3 Outras definições importantes: reservatórios, jazidas, blocos e campos 36

2.3.4 Da propriedade do petróleo no Direito brasileiro 39

2.3.5 Do petróleo como bem dominical 42

2.3.5.1 Exposição da controvérsia 42

2.3.5.2 Do petróleo como bem de uso especial 43

2.3.5.3 Da caracterização do petróleo como bem dominical. Motivo 1: o atributo da alienabilidade 45

2.3.5.4 Da caracterização do petróleo como bem dominical. Motivo 2: permanência da interesse coletivo antes, durante e após a sua alienação ao particular 48

3 CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 52

3.1 Notas Introdutórias 52

3.2 Da impossibilidade de se falar em concessão de uso de bem público no caso do petróleo: considerações acerca do objeto dos contratos de exploração e produção deste recurso 53

3.3 Da impossibilidade de se falar em concessão para o exercício de uma atividade econômica 53

3.4 Dos modelos contratuais para exploração e produção de petróleo utilizados na prática

internacional 63
3.5 Modelos contratuais constitucionalmente autorizados no Brasil para as atividades de E&P 539
3.6 Contratos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil 77
3.6.1 O Contrato de Concessão 78
3.6.2 O Contrato de Partilha 79
3.6.3 O Contrato de Cessão Onerosa 82
4 DA RECEITA PÚBLICA ORIUNDA DA ALIENAÇÃO DO PETRÓLEO NO BRASIL .. 90
4.1 Notas introdutórias 90
4.2 Da receita obtida por meio de contrato específico de compra e venda de petróleo 90
4.3 Do *royalty lato sensu* 96
4.3.1 Espécies de *royalties* petrolíferos no Brasil: regramento jurídico e elementos constitutivos 101
4.3.1.1 *Royalty* do contrato de concessão − RCC 102
4.3.1.2 *Royalty* sobre grande volume ou rentabilidade do contrato de concessão: participações especiais − PE 104
4.3.1.3 *Royalty* do contrato de partilha − RCP 104
4.3.1.4 *Royalty* do Contrato de Cessão Onerosa − RCCO 105
4.4 Parcela dos *Royalties* a ser partilhada 105
4.5 *Royalties* Internacionais 106
4.6 Das obrigações financeiras acessórias 109
4.6.1 Bônus de assinatura 109
4.6.2 Pagamento pela ocupação de área 110
5 CLASSIFICAÇÃO DAS RECEITAS PETROLÍFERAS NA LEI ORÇAMENTÁRIA ANUAL 112
5.1 Do Planejamento Estatal 112
5.2 Leis de Planejamento da Ação Governamental: PPA, LDO e LOA 112
5.2.1 O Plano Plurianual 113
5.2.2 A Lei de Diretrizes Orçamentárias 113
5.2.3 A Lei Orçamentária Anual 113
5.3 Definição de Receita para fins de Classificação na LOA 114
5.4 Primeiro Nível de Classificação Orçamentária: classificação quanto à categoria econômica 116
5.4.1 Receitas Correntes 116
5.4.2 Receitas de Capital 117
5.5 Segundo Nível de Classificação Orçamentária: Classificação quanto à origem 119

5.5.1 Considerações gerais 119
5.5.2 Receitas Derivadas 120
5.5.3 Receitas Originárias 122
5.5.4 Operações de crédito, amortização de empréstimos e alienação de bens 123
5.5.5 Receitas Transferidas Correntes e de Capital 124
5.6 Da classificação das receitas petrolíferas na LOA 126
5.6.1 Exposição da controvérsia 126
5.6.2 Nosso posicionamento 133
6 DA PARTILHA DAS RECEITAS PETROLÍFERAS 136
6.1 Notas introdutórias 136
6.2 Federalismo Fiscal e Partilha de Receitas oriundas de recursos naturais 136
6.3 Exposição do debate político no Brasil sobre a partilha dos *royalties* 142
6.4 Regras de Repartição de Receitas Petrolíferas no Brasil 147
6.4.1 Um breve histórico 147
6.4.2 O que diz o parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição Federal? 149
6.4.2.1 Quais são os sujeitos da relação jurídica regulada no parágrafo primeiro do artigo 20 da CF? 150
6.4.2.2 Quem são os beneficiários eleitos pela Constituição? 151
6.4.2.3 Por que órgãos da Administração Direta da União? 156
6.4.2.4 Qual a diferença entre participação e compensação? 157
6.4.2.5 Parcelas de todas as receitas arrecadadas com a atividade petrolífera devem ser repartidas? 160
6.4.2.6 Há um *quantum* mínimo ou máximo? 163
6.4.3 Critérios de repartição especificados na legislação ordinária 164
7 DAS REGRAS SOBRE A APLICAÇÃO DAS RECEITAS PETROLÍFERAS 173
7.1 Notas introdutórias 173
7.2 A maldição do petróleo 174
7.2.1 As causas da maldição do petróleo 176
7.2.2 Medidas criadas para conter a maldição 179
7.3 Regras de limitação ao uso das receitas petrolíferas no Brasil 182
7.4 O Fundo Social 187
7.5 Da limitação do gasto das receitas petrolíferas decorrente da mudança de interpretação acerca da sua natureza jurídica 190
CONCLUSÕES 197
REFERÊNCIAS 202

INTRODUÇÃO

A presente tese tem por objetivo rever a natureza jurídica atribuída aos *royalties* do petróleo pela doutrina majoritária no Brasil, que os caracteriza como um preço público devido pelas companhias petrolíferas à União, em contraprestação a um direito de *exploração* de bem público, do qual este ente político detém a propriedade.

O termo exploração, nesse contexto, refere-se a uma das duas espécies de *contrato de concessão para uso de bem público* existentes no direito administrativo pátrio: a concessão para simples uso e a concessão para *exploração* de bem público. Nesta última, além do simples uso que caracteriza a primeira, confere-se também um poder de gestão dominial, em que é possível haver a apropriação de parcelas do bem público por parte do contratado. Por exemplo, aquele que usa um rio para navegação estaria realizando um simples uso de bem público, contudo, se parte da água for retirada para uso industrial, não haveria apenas uso do rio, mas a apropriação de parte dele. Esse é o raciocínio que, indevidamente, é aplicado de maneira geral ao petróleo.

Como será visto no decorrer deste estudo, a concepção de que o proprietário do petróleo concede a outrem um direito de uso do recurso − e, consequentemente, as rendas obtidas por ele corresponderiam a uma contraprestação pela atribuição desse direito − tem origem nas lições do economista David Ricardo. Para este as rendas pagas aos donos das minas seriam decorrentes "do *uso* das forças originais e indestrutíveis do solo" (1996, p. 49).

A tese de Ricardo foi criticada pelo economista Alfred Marshall, pois tais rendas representariam uma contraprestação à alienação de parcelas da mina, não ao seu uso, o que seria impossível de se verificar na prática, conforme afirma, tendo em vista que a extração dos recursos extinguiria gradualmente a própria mina[1].

Em nossa visão, os *royalties* do petróleo constituem, na linha dos ensinamentos de Marshall, um preço pago em contraprestação à alienação do petróleo, pela União, a uma empresa contratada para o exercício das atividades de exploração e produção.

Essa é a tese que se busca defender, demonstrando, em seguida, as consequências

[1] Ao se referir às rendas provenientes da agricultura, afirma que "esse rendimento é parte de uma renda constantemente repetida, enquanto a produção das minas é meramente uma apreensão dos seus tesouros acumulados. O produto do campo é algo diverso do proveniente do solo, pois o campo, se bem cultivado, guarda a fertilidade. Mas o produto da mina é parte da própria mina" (MARSHALL, 1996, p. 229).

dessa alteração de paradigma para o Direito Financeiro.

Aceita essa posição, os *royalties* passarão a ser classificados nas Leis Orçamentárias dos entes políticos como receita de capital, fruto da alienação de um bem público, e não mais como uma receita corrente patrimonial, decorrente da exploração de um bem público.

Qual a relevância disso? Uma vez classificados como receitas de capital, somente poderão ser aplicados em despesas de capital, ou seja, basicamente em investimentos e inversões financeiras, de acordo com o artigo 44 da Lei de Responsabilidade Fiscal. Desse modo, fica vedada a possibilidade, tal qual tem sido feito, de serem utilizados no custeio da máquina pública, aplicação contrária a uma lógica de uso sustentável dessas receitas.

Para tanto, iniciam-se nossos estudos discorrendo sobre o conteúdo jurídico do princípio da soberania dos Estados sobre seus recursos naturais. Este princípio, reconhecido pela ordem internacional, atribui às nações o poder de regular a forma como tais recursos serão explorados, com vistas a beneficiar sua população, além de lhes ser assegurado, permanentemente, o direito de nacionalização das jazidas, quando existam razões de utilidade pública, segurança ou interesse nacional que se revelem superiores a meros interesses particulares.

Ademais, tendo em vista que a soberania será exercida apenas sobre os recursos naturais que se encontrem nos estritos limites do seu território, será analisado também neste primeiro capítulo os limites do território brasileiro, com ênfase na sua porção marítima, que comporta maior controvérsia.

No capítulo 2 será analisado o regime de propriedade a que está sujeito o petróleo no direito brasileiro, sua caracterização como bem público, a discussão existente na doutrina e jurisprudência, e se consiste num bem público especial ou dominical. Serão vistos também conceitos técnicos essenciais à compreensão do tema, tais como a definição de petróleo, jazida, campo, bloco, entre outros.

O capítulo 3 tem um papel fundamental nesta tese. Nele se busca conhecer o objeto dos contratos petrolíferos, para que, assim, seja identificada a natureza das prestações a cargo de cada uma das partes envolvidas no contrato, dentre elas, os *royalties*. Nesta ocasião, defende-se a impossibilidade de se falar em uso do petróleo, e, com base nessa premissa, analisam-se as características de cada um dos modelos contratuais utilizados na indústria do petróleo: contrato de concessão, partilha da produção, de serviço, e, no Brasil, de cessão onerosa.

No capítulo 4, pretende-se demonstrar que as receitas pagas pelas empresas

petrolíferas ao Estado brasileiro, em qualquer modelo contratual, correspondem a uma contraprestação pelo bem adquirido – no caso, o petróleo. No contrato de partilha da produção, essa tese será visualizada mais facilmente, uma vez que após receber sua parcela do óleo extraído, a União contratará uma empresa para vendê-lo; esta, por sua vez, firmará contrato de compra e venda com um comprador, por exemplo, uma refinaria, repassando ao ente central o preço recebido na operação. Já no contrato de concessão, a União opta por negociá-lo diretamente com a empresa contratada para sua extração, pelo fato de esta já possuir *know-how* em negociar esse recurso com aqueles interessados em adquiri-lo. O valor recebido pelo ente público, em vez de ser chamado apenas de preço, como ocorre no contrato de partilha – embora também seja um preço −, é denominado *royalty*, sobre o qual se discorrerá com mais profundidade.

Em seguida, será visto no capítulo 5 como é organizado no Estado brasileiro o planejamento da ação estatal, que se perfaz por meio da elaboração do Plano Plurianual (PPA), da Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e da Lei Orçamentária Anual (LOA). Com base no que já foi definido nos capítulos anteriores, defende-se que por serem uma receita recebida em contraprestação à alienação de um bem público, não em razão da sua exploração, os *royalties* representarão sempre uma *conversão, em espécie, de um bem público*, devendo ser registrados na LOA como uma receita de capital, e não mais como uma receita corrente, conforme dicção do parágrafo 2º do artigo 11 da Lei 4.320/64.

No capítulo 6 enfoca-se a partilha dos *royalties* no Estado brasileiro. Para tanto, inicia-se a análise pelo comando constitucional que impõe essa transferência de recursos entre os entes federativos brasileiros, para, em seguida, verificar, em detalhes, como a legislação ordinária operacionalizou essa repartição.

Contudo, não se deixa de, em um primeiro momento, expor os principais argumentos econômicos contra e a favor da descentralização das rendas petrolíferas, debatidos na doutrina nacional e internacional, verificando em que medida é eficiente que estas receitas permaneçam nos entes locais ou regionais, ou se devem ser concentradas no governo federal.

Por fim, no capítulo 7, será vista a consequência da alteração na classificação dos *royalties* na forma e limites para a sua utilização na Lei Orçamentária Anual, alteração esta que independeria da edição de Lei, porquanto se trata apenas de uma mudança de postura interpretativa.

1 DO EXERCÍCIO DA SOBERANIA SOBRE OS RECURSOS NATURAIS NO TERRITÓRIO BRASILEIRO

1.1 Considerações acerca do Princípio da Soberania sobre os Recursos Naturais no Direito Internacional

Atualmente é amplamente aceito pelo Direito Internacional o princípio que assegura aos Estados Nacionais a sua soberania permanente sobre os recursos naturais existentes em seu território, conforme estabelecido pela Resolução n. 1.803, adotada pela Assembleia Geral das Nações Unidas em 14 de dezembro de 1962. Tal princípio foi introduzido no ordenamento internacional em um contexto de conflitos entre os países detentores de recursos naturais e as companhias internacionais de exploração e produção desses recursos, notadamente as do setor petrolífero. Segundo reivindicação daqueles, os contratos anteriormente firmados com as empresas petrolíferas concediam a estas vantagens claramente desproporcionais, em detrimento dos interesses dos países hospedeiros, que assistiam ao esgotamento de suas reservas sem receber uma remuneração adequada, motivo por que deveriam ser revistos. As empresas petrolíferas, por sua vez, valiam-se do princípio *pacta sunt servanda*, segundo o qual os contratos devem ser cumpridos nos termos em que foram acertados.

Em reconhecimento à razoabilidade do pleito das nações prejudicadas, foi instituída a Resolução n. 1.803, mencionada acima, bem como outras criadas posteriormente para lidar com a questão[2], as quais foram enfáticas em reforçar o princípio da soberania dos Estados sobre os seus recursos naturais. Estabeleceram, ainda, que tais direitos deveriam ser exercidos com vistas a garantir o desenvolvimento nacional e o bem-estar da população do respectivo Estado (artigo 1º da Resolução n. 1.803 da ONU).

Para assegurar o exercício de tais direitos por aquelas nações que já haviam assinado contratos claramente desvantajosos com companhias internacionais e desejavam rever os termos do acordo, no artigo 4º da Resolução consta a possibilidade de

[2] Após, outros instrumentos normativos internacionais se seguiram, reafirmando o direito de soberania dos Estados sobre os recursos naturais existentes em seu território. Segundo Antonio Trindade, "em Resolução adotada em 17 de dezembro de 1973 pela Assembleia Geral da ONU, por 108 votos a favor e um contra e com 16 abstenções, reafirmou-se o direito inalienável dos Estados à soberania permanente sobre os recursos naturais. [...] Em resolução de 19 de outubro de 1972 sobre o tema, adotada por 39 votos a favor e dois contra, com 23 abstenções, a UNCTAD reafirmava o direito soberano de todos os países de disporem livremente de seus recursos naturais em prol do seu desenvolvimento nacional" (2003, p. 382-384).

nacionalização, expropriação ou requisição das áreas concedidas, quando existirem razões de utilidade pública, segurança ou interesse nacional que se revelem superiores a meros interesses particulares, seja de agentes internacionais ou nacionais. Em tais casos, deverá ser pago àquele que realizou investimentos uma indenização justa, de acordo com as regras do Estado hospedeiro.

O direito à soberania dos recursos naturais encontra-se garantido também por meio de outro importante instrumento normativo no Direito Internacional, a Convenção de Montego Bay, também conhecida como Lei dos Mares, que regula o exercício da soberania dos Estados sobre os recursos naturais existentes no mar territorial, zona econômica exclusiva e na plataforma continental[3].

No que tange ao conteúdo desse princípio, é importante que se compreenda que a soberania de um país sobre seus recursos naturais não deve ser confundida com o direito de propriedade exercido sobre tais recursos. Este tema será analisado com maiores detalhes no capítulo seguinte. Estes são conceitos distintos, conforme ensinam Omorogbe e Oniemola,

---

[3] ARTIGO 2. Regime jurídico do mar territorial, seu espaço aéreo sobrejacente, leito e subsolo:
1. A soberania do Estado costeiro estende-se além do seu território e das suas águas interiores e, no caso de Estado arquipélago, das suas águas arquipelágicas, a uma zona de mar adjacente designada pelo nome de mar territorial.
2. Esta soberania estende-se ao espaço aéreo sobrejacente ao mar territorial, bem como ao leito e ao subsolo deste mar.
3. A soberania sobre o mar territorial é exercida de conformidade com a presente Convenção e as demais normas de direito internacional.
ARTIGO 56. Direitos, jurisdição e deveres do Estado costeiro na zona econômica exclusiva:
1. Na zona econômica exclusiva, o Estado costeiro tem:
a) direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo, e no que se refere a outras atividades com vista à exploração e aproveitamento da zona para fins econômicos, como a produção de energia a partir da água, das correntes e dos ventos;
b) jurisdição, de conformidade com as disposições pertinentes da presente Convenção, no que se refere a:
i) colocação e utilização de ilhas artificiais, instalações e estruturas;
ii) investigação cientifica marinha;
iii) proteção e preservação do meio marinho;
2. No exercício dos seus direitos e no cumprimento dos seus deveres na zona econômica exclusiva nos termos da presente Convenção, o Estado costeiro terá em devida conta os direitos e deveres dos outros Estados e agirá de forma compatível com as disposições da presente Convenção.
ARTIGO 77. Direitos do Estado costeiro sobre a plataforma continental:
1. O Estado costeiro exerce direitos de soberania sobre a plataforma continental para efeitos de exploração e aproveitamento dos seus recursos naturais.
2. Os direitos a que se refere o parágrafo 1º são exclusivos no sentido de que, se o Estado costeiro não explora a plataforma continental ou não aproveita os recursos naturais da mesma, ninguém pode empreender estas atividades sem o expresso consentimento desse Estado.
3. Os direitos do Estado costeiro sobre a plataforma continental são independentes da sua ocupação, real ou fictícia, ou de qualquer declaração expressa.
4. Os recursos naturais a que se referem as disposições da presente Parte, são os recursos minerais e outros recursos não vivos do leito do mar e subsolo bem como os organismos vivos pertencentes a espécies sedentárias, isto é, aquelas que no período de captura estão imóveis no leito do mar ou no seu subsolo ou só podem mover-se em constante contato físico com esse leito ou subsolo.

ao expor que de acordo com o princípio da soberania, "os Estados têm o direito de determinar o que se entende por propriedade. Em outras palavras, os Estados têm o direito de definir e organizar seus direitos de propriedade" (2010, p. 117). A partir dessa conclusão, afirmam que um Estado soberano pode atribuir a si mesmo certos direitos, dentre os quais a propriedade do petróleo, por exemplo.

No mesmo sentido, afirma Catherine Redgwell:

> o Direito Internacional geralmente não estipula o proprietário ou a forma como deve ser exercido o direito de propriedade que os Estados devem aplicar aos seus recursos energéticos pela sua legislação interna. É de livre escolha do Estado determinar, segundo o seu direito interno, quando os recursos energéticos e a infraestrutura aplicada na sua exploração são propriedade pública ou privada, bem como em que condições, por exemplo, será feita a exploração do petróleo, se com base em arranjos contratuais ou segundo a atribuição de uma licença regulada por normas de direito público, ou qualquer outro instrumento jurídico (2010, p. 100, tradução nossa).

Em suma, o que o Direito Internacional assegura aos Estados Nacionais é o exercício de uma liberdade na escolha da melhor forma para explorar seus recursos. Não impõe a adoção de um regime de propriedade que deve ser seguido, nem algum tipo de modelo contratual a ser adotado. Podem optar por qualquer um dos caminhos possíveis, que, conforme exposto por Omorogbe e Oniemola, restringem-se basicamente a dois: (i) pode-se determinar que eles pertencem ao proprietário da terra, conforme ainda se verifica nos Estados Unidos; ou (ii) podem pertencer ao Estado, sendo o seu proprietário o ente central ou o ente subnacional onde os recursos estão localizados, tais como províncias, estados ou outro tipo de governo local (2010).

Além disso, quer pertençam a um ente estatal, quer ao particular, ainda existirão diversas nuances que devem ser abordadas pelo ordenamento interno, tendo em vista que o exercício do direito de propriedade envolve, normalmente, uma série de atributos que podem ser desmembrados entre vários sujeitos. Por tais razões, continuam Omorogbe e Oniemola, compreender o que o direito interno define por propriedade e os elementos que envolvem o exercício desse direito torna-se necessário para responder a algumas questões práticas, por exemplo: em que ponto o Estado pode alienar o petróleo ou criar um direito sobre esse bem? Enquanto se encontra ainda no subsolo, concomitantemente à sua extração, ou em momento posterior? (2010, p. 117). A relevância de tais questionamentos será compreendida quando se tratar, no capítulo seguinte, do regime de propriedade aplicável ao petróleo no direito brasileiro e dos limites ao seu exercício.

1.2 O Território Brasileiro

O exercício da soberania de um Estado, conforme visto acima, no que tange ao poder de delimitação dos direitos de propriedade sobre seus recursos naturais, se dá sobre aqueles que se encontrem nos estritos limites do seu território nacional. No entanto, a noção exata do que constitui o território nacional não está livre de algumas questões tormentosas, que precisam ser elucidadas para que seja possível compreender até onde vai o direito de soberania do Estado brasileiro sobre os recursos naturais presentes no globo terrestre.

Seguindo as lições de Paulo Borba Casella, define-se a expressão território nacional como:

> a base física, ou porção da superfície do globo terrestre, sobre a qual cada estado exerce dominação exclusiva, ou o conjunto de direitos, normalmente enfeixados sob a rubrica da soberania. O Estado se define, fisicamente, pela sua territorialidade. E esta se define pelo espaço, sobre o qual o estado exerce o conjunto de poderes, normalmente enfeixados sob a denominação de soberania (2009, p. 19-20).

Por muito tempo a noção de território de um Estado baseava-se, de acordo com o mesmo autor, apenas em sua dimensão horizontal, segundo as linhas de longitude e latitude. Não havia nenhuma preocupação em regular, por exemplo, a exploração do subsolo marinho ou do espaço aéreo correspondente, mesmo porque não existia tecnologia que possibilitasse o seu uso. No entanto, a partir do início do século XX, essa concepção de território começou a se alterar, agregando-se a dimensão vertical, com a regulação do domínio aéreo e do subsolo oceânico (2009).

A atual dimensão do Estado brasileiro, que leva em consideração todas essas dimensões, foi sendo construída ao longo da história, por meio de uma série de tratados. Com relação ao espaço terrestre, encontra-se este definido pela Resolução n. 5 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), de 10 de outubro de 2002, na qual se atribui uma área superior a oito milhões e quinhentos mil quilômetros quadrados[4]. Considerando a dimensão vertical nesta porção do território, a soberania brasileira se estende de maneira ilimitada em direção ao subsolo e ao espaço aéreo correspondente.

No que tange ao espaço marítimo, o limite territorial dos Estados costeiros nessa

[4] Segundo a Resolução n. 5/2002 do IBGE, o espaço terrestre do Brasil corresponde a uma área total de 8.514.876,599 km².

área encontra-se regulado pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (doravante denominada CONVEMAR), assinada em 10.12.1982, em Montego Bay, na Jamaica, ocasião em que foi definido no Direito Internacional um regime jurídico definitivo acerca do Direito do Mar.

Referida Convenção entrou em vigor, internacionalmente, em 16 de novembro de 1994, doze meses após o depósito do 60º instrumento de ratificação. No Brasil, ele passou a vigorar por meio do Decreto n. 1.530/95. Conforme ensina Paulo Borba Casella, "a capacidade da Convenção em refletir o conteúdo do costume e adequar-se aos interesses dos diferentes estados ensejou à Convenção do Direito do Mar contar com mais de cento e cinquenta ratificações, mais que o dobro do necessário para sua entrada em vigor" (2009, p. 372).

A partir de então, foram adotados os seguintes critérios para a definição do espaço marítimo no Direito Internacional Público:

- Largura do Mar Territorial de 12 milhas marítimas, contadas a partir da linha de baixa-mar ao longo da costa, tal como indicada nas cartas marítimas de grande escala, reconhecidas oficialmente pelo Estado costeiro, onde este exerce soberania plena (artigos 3º e 5º);
- Zona Contígua de 24 milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial, onde o Estado costeiro pode tomar as medidas de fiscalização necessárias a evitar e reprimir as infrações às leis e regulamentos aduaneiros, fiscais, de imigração ou sanitárias no seu território ou no seu mar territorial;
- Zona Econômica Exclusiva de 200 milhas, contadas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial. Na zona econômica exclusiva, o Estado costeiro tem: a) direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos, das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo, e no que se refere a outras atividades com vistas à exploração e aproveitamento da zona para fins econômicos, como a produção de energia a partir da água, das correntes e dos ventos; b) jurisdição, de conformidade com as disposições pertinentes da presente Convenção, no que se refere a: i) colocação e utilização de ilhas artificiais, instalações e estruturas; ii) investigação cientifica marinha; iii) proteção e preservação do

meio marinho.

Além desses, a Convenção delimitou o espaço marítimo ao qual se convencionou chamar de plataforma continental. Dada a maior complexidade do tema e o conjunto de controvérsias envolvendo os seus limites externos, aborda-se a questão com maior detalhamento no tópico seguinte, uma vez que é na plataforma continental que se encontra o petróleo, recurso natural sobre o qual se busca conhecer os limites dos direitos de soberania do Brasil para fins de apropriação e aproveitamento econômico.

1.3 Do Exercício da Soberania sobre os Recursos Naturais da Plataforma Continental Brasileira

Casella elucida o conceito de plataforma continental, explicando que "os continentes não baixam abruptamente até as profundezas oceânicas e, em muitos casos, existe espécie de planície submarina, ao longo de muitas costas, que se inclina, natural e gradativamente, até grande distância do litoral, formando aquilo que se denominou plataforma continental ou plataforma submarina" (2009, p.421).

De acordo com o parágrafo 1º do artigo 76 da Convenção de Montego Bay, a plataforma continental de um Estado pode se estender até os seguintes limites: I - por toda a extensão do prolongamento natural do seu território terrestre até o bordo exterior da *margem continental*; ou II - até uma distância de 200 milhas marítimas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância.

A margem continental, segundo o parágrafo 3º do artigo em questão, compreende o prolongamento submerso da massa terrestre do Estado costeiro e é constituída pelo leito e subsolo da plataforma continental, pelo talude e pela elevação continental. Não abarca nem os grandes fundos oceânicos, com as suas cristas oceânicas, nem o seu subsolo.

Com base em tais regras tem-se o seguinte: ou o Estado possui uma margem continental extensa, que ultrapassa 200 milhas (situação I), ou o Estado possui uma margem continental estreita, inferior ou igual a 200 milhas (situação II). Neste último caso, a Lei assegura ao Estado o direito de domínio sobre uma faixa marítima de 200 milhas, contadas a partir da sua costa, sendo este o limite máximo da sua plataforma continental, coincidente, portanto, com o limite da sua zona econômica exclusiva.

Já na primeira situação, diante da possibilidade da margem continental de um Estado ser demasiadamente extensa, entendeu-se por bem que fosse arbitrado algum tipo de limite à possibilidade de domínio sobre o espaço marítimo adjacente a sua costa. Segundo Paulo Borba Casella, na elaboração da Convenção sobre o Direito do Mar procurou-se conciliar a manutenção do princípio da liberdade dos mares com a liberdade dos Estados costeiros de explorar os recursos naturais na porção do seu território que se estende mar adentro, tanto os do leito quanto os do seu subsolo (2009).

Desse modo, estabeleceu-se a seguinte regra no parágrafo 5º do artigo 76 da Convenção, no que concerne aos limites exteriores da plataforma continental desses Estados: I - admite-se a extensão da plataforma continental até uma distância máxima de 350 milhas, contadas da linha de base, a partir da qual se mede o mar territorial. No entanto, se a extensão da margem continental for inferior, por exemplo, a 300 milhas, este será o limite da plataforma continental (critério horizontal); II - alternativamente, permitiu-se a adoção do chamado "critério vertical", com base no qual a plataforma continental de um Estado pode se estender além das referidas 350 milhas, contanto que não exceda 100 milhas marítimas da isóbata[5] de 2.500 metros, linha esta que une profundidades de 2.500 metros.

A competência para determinar a extensão do domínio marítimo além das 200 milhas marítimas, segundo os mencionados critérios horizontal e vertical, é do próprio Estado interessado, que deverá, de acordo com o parágrafo 4º, alínea "a", do mesmo artigo 76, "estabelecer o bordo exterior da margem continental, quando essa margem se estender além das 200 milhas marítimas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial".

No entanto, o parágrafo 8º do artigo em comento estabelece a necessidade de o país interessado submeter à Comissão de Limites da Plataforma Continental as informações que contiver sobre os limites da sua plataforma continental, além das 200 milhas marítimas. Após o recebimento desses documentos, o dispositivo determina que "a Comissão fará *recomendações* aos Estados costeiros sobre questões relacionadas com o estabelecimento dos limites exteriores da sua plataforma continental. Os limites da plataforma continental estabelecidas pelo Estado costeiro com base nessas *recomendações* serão definitivos e obrigatórios".

---

[5] Isóbata – s.f. Numa carta barométrica, linha que une os pontos de igual profundidade do fundo dos mares e dos oceanos. Dicionário *on-line* de português. Disponível em: <http://www.dicio.com.br/isobata>. Acesso em: 15 de dezembro de 2010.

Diante do estabelecido pelo parágrafo 8º, algumas questões merecem ser elucidadas. Primeiramente, a seguinte: há obrigatoriedade de o Estado proponente aceitar as recomendações da CLPC para que sua decisão de estender sua plataforma continental seja válida no direito internacional e oponível aos demais membros da comunidade internacional? A resposta a esse questionamento é essencial para que se definam os limites do território marítimo brasileiro.

No intuito de colher os dados necessários para fundamentar a definição do limite exterior da sua plataforma continental, o governo brasileiro criou o Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira (LEPLAC), instituído pelo Decreto 98.145, de 15 de setembro de 1989.

De acordo com informações da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (2010), as atividades do LEPLAC foram iniciadas em junho de 1987, com a primeira Comissão de Levantamento, efetuada pelo Navio Oceanográfico "Almirante Câmara", da Diretoria de Hidrografia e Navegação (DHN) da Marinha do Brasil.

Segundo a CIRM, com base em todo o material coletado, foi elaborada uma "Proposta de Limite Exterior da Plataforma Continental Brasileira", composta de três partes: Parte I – Sumário Executivo; Parte II – Corpo Principal; e Parte III – Dados Científicos e Informações Técnicas de Apoio, a qual foi encaminhada à Comissão de Limites da Plataforma Continental (CLPC) da ONU em 17 de maio de 2004, por intermédio do Ministério das Relações Exteriores, a fim de ser apreciada por esta Comissão (CIRM, 2010).

A apresentação e a defesa da proposta aconteceram no período de 30/8/2004 a 17/9/2004, perante a CLPC e uma subcomissão de sete peritos, designada para analisar detalhadamente a proposta.

Posteriormente, "interações com essa subcomissão ocorreram em abril/maio de 2005, agosto/setembro de 2005, março e setembro de 2006. Em 27 de março de 2007 ocorreu a última interação com toda a CLPC, ocasião em que foram apresentados à Comissão, de modo mais aprofundado, os argumentos científicos e técnicos que serviram de base para a proposta brasileira" (CIRM, 2010).

Os 960 mil km^2 correspondentes à área total reivindicada além das 200 milhas náuticas se distribuem ao longo da costa brasileira, principalmente nas regiões Norte (região do Cone do Amazonas e Cadeia Norte Brasileira), Sudeste (Região da Cadeia Vitória-Trindade e Platô de São Paulo) e Sul (região de Platô de Santa Catarina e Cone do Rio Grande), e equivalem à soma das áreas dos estados de São Paulo, Paraná, Santa

Catarina e Rio Grande do Sul. Nesses termos, a área oceânica sob jurisdição brasileira totaliza 4,4 milhões de km^2, o que corresponde, aproximadamente, à metade da área terrestre do território brasileiro[6] (CIRM, 2010).

Em abril de 2007, após concluir a análise da proposta brasileira, a CLPC encaminhou suas recomendações ao governo brasileiro. Do total aproximado de 960 mil km^2 de área reivindicada, além das 200 milhas náuticas, a CLPC não concordou com cerca de 190 mil km^2, distribuídos nas seguintes áreas da plataforma continental brasileira: Cone do Amazonas, Cadeias Norte Brasileira e Vitória-Trindade e Margem Continental Sul. A área não aceita pela CLPC corresponde, aproximadamente, a 4,2% da plataforma continental total e a 19% da área da plataforma continental estendida (CIRM, 2010).

Como se depreende do exposto, as recomendações da CLPC não atenderam ao pleito brasileiro na sua totalidade, motivo pelo qual o Brasil não as aceitou.

De todo modo, cabe destacar que a CIRM, na sua 168ª Sessão Ordinária, decidiu que seja elaborada uma nova Proposta de Limite Exterior da Plataforma Continental Brasileira além das 200 milhas, a ser oportunamente encaminhada à CLPC. Posteriormente, a elaboração dessa nova proposta foi autorizada pelo Presidente da República, por despacho exarado na Exposição de Motivos n. 263, de 16 de junho de 2008, publicada no DOU n. 127, de 4 de julho de 2008, estando atualmente em apreciação pela CLPC (CIRM, 2010).

Diante do exposto, discute-se a validade jurídica da decisão do governo brasileiro perante a comunidade internacional de não aceitar as recomendações formuladas pela CLPC, isto é, analisa-se a própria validade do território brasileiro tal qual estabelecido de forma unilateral.

Para se chegar a uma conclusão, analisa-se novamente o que diz o parágrafo 8º do artigo 76 da Convenção de Montego Bay:

> 8. Informações sobre os limites da plataforma continental, além das 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial, devem ser submetidas pelo Estado costeiro à Comissão de Limites da Plataforma Continental, estabelecida de conformidade com o Anexo II, com base numa representação geográfica equitativa. A Comissão fará **recomendações** aos Estados costeiros sobre questões relacionadas com o estabelecimento dos limites exteriores da sua plataforma continental. Os limites da plataforma continental

[6] Devido à extensão do território pleiteado, e das riquezas naturais que ali se encontram, tem-se chamado essa área de Amazônia Azul.

> estabelecidos pelo Estado costeiro com base nessas **recomendações** serão definitivos e obrigatórios. (grifos nossos)

Note-se que a Convenção utiliza por duas vezes a expressão "recomendações", quando se refere ao pronunciamento exarado pela CLPC. Aldo Chircop e Bruce A. Marchand esclarecem a questão e afirmam que a CLPC não é um órgão com funções determinativas, tendo competência apenas para analisar as submissões realizadas pelos Estados e propor recomendações, resguardando-se o direito de estabelecer os limites externos da plataforma continental aos Estados costeiros (2001, p. 29).

Ao tratar da natureza jurídica das recomendações na Organização Internacional do Trabalho, Mazzuoli sustenta que "ao contrário do que sucede com as demais recomendações conhecidas no Direito Internacional Público, que não criam obrigações jurídicas para os Estados que as adotam, as recomendações da OIT caracterizam-se por impor aos Estados-membros dessa organização internacional certas obrigações ainda que de caráter formal" (2010, p. 927).

Disto infere-se que, para o Direito Internacional Público, as recomendações, entre elas as formuladas pela CLPC, são um tipo de pronunciamento que revelam meros conselhos ou sugestões sobre uma questão de direito posta para análise. Assemelham-se, portanto, a um parecer, pelo qual o órgão competente emite uma opinião técnica em resposta a uma consulta.

Obrigatório, no entanto, é o ato de o Estado interessado em ampliar sua plataforma continental submeter as informações de que dispõe sobre as formações geológicas da sua costa a análise da Comissão de Limites da Plataforma Continental.

O fato de o parágrafo 8º dispor que "os limites da plataforma continental estabelecidos pelo Estado costeiro com base nessas recomendações serão *definitivos e obrigatórios*" (grifos nossos) significa que quando a decisão tomada por um Estado, de ampliar sua plataforma continental, for embasada em uma recomendação da CLPC, tal decisão, além de válida perante a comunidade internacional, não poderá ser objeto de questionamentos posteriores.

Por outro lado, a decisão de um Estado não amparada por uma recomendação da CLPC, embora válida e oponível à comunidade internacional, poderá ser objeto de questionamento por outro Estado, que terá legitimidade para submeter um pedido de solução de controvérsia, em conformidade com os procedimentos expostos na Parte XV da Convenção. Nesse caso, a decisão proferida pelo órgão competente, esta sim, terá caráter

definitivo e força obrigatória, conforme determina o parágrafo 1º do artigo 296: "Qualquer decisão proferida por uma corte ou tribunal com jurisdição nos termos da presente seção será definitiva e deverá ser cumprida por todas as partes na controvérsia".

Por fim, vale destacar que uma solução de controvérsia, instaurada perante um órgão competente para decidir a questão, poderá, inclusive, de acordo com o artigo 284 da Convenção, ser objeto de conciliação entre as partes envolvidas no litígio. Ou seja, mesmo diante da instauração de um pedido de solução de controvérsia contra os limites estabelecidos pelo Brasil, no que tange à extensão da sua plataforma continental, ainda seria possível se chegar a um acordo com o Estado reclamante, de modo que o objeto do acordo faria coisa julgada entre as partes, e os limites da plataforma continental brasileira, formulados unilateralmente, continuariam válidos até que outro interessado ingressasse com novo pedido de solução de controvérsia e a questão fosse posta novamente para apreciação.

Desse modo, atualmente a área total sobre a qual o Brasil exerce poderes de soberania, para fins de exploração e produção de petróleo, considerando as porções terrestres e marítimas do território, é de aproximadamente 13 milhões de metros quadrados. Dentro desse território, a Constituição Federal de 1988 estabeleceu que o petróleo existente no subsolo brasileiro, esteja ele presente no espaço terrestre ou no marítimo, é bem de propriedade da União.

2 A PROPRIEDADE DO PETRÓLEO NO BRASIL

2.1 Considerações Gerais sobre o Exercício do Direito de Propriedade pelo Estado: bens do domínio público e do domínio privado

Há muito, os administrativistas têm se dedicado à análise do regime jurídico que regula a relação de direito real entre o Estado e uma série de bens que lhe foram atribuídos pelo ordenamento jurídico, essenciais para o perfeito exercício de suas funções.

Fala-se em um domínio público e um domínio privado do Estado. No primeiro, estariam os bens de propriedade deste ente regidos por um regime jurídico de direito público, afetados ao uso direto ou indireto da coletividade, marcados pelos aspectos da inalienabilidade, imprescritibilidade, impenhorabilidade e impossibilidade de oneração.

Por sua vez, os bens do domínio privado do Estado seriam aqueles que, embora possam ser alvo de regulação específica por normas aplicáveis exclusivamente aos bens pertencentes ao ente público, subsidiariamente são regidos pelo direito privado, da mesma forma que os demais bens sob titularidade dos particulares.

Maria Sylvia Zanella Di Pietro, ao analisar a expressão domínio público, entende ser ela equívoca, uma vez que admite diversos significados. A autora menciona três deles que são de uso corrente pela doutrina:

> 1. em sentido muito amplo, a expressão domínio público é utilizada para designar o conjunto de bens pertencentes às pessoas jurídicas de direito público interno, políticas e administrativas (União, Estados, Municípios, Distrito Federal, Territórios e autarquias);
> 2. em sentido menos amplo, utilizado na referida classificação do direito francês, designa os bens afetados a um fim público, os quais, no direito brasileiro, compreendem os de uso comum do povo e os de uso especial;
> 3. em sentido estrito, fala-se em bens do domínio público para designar apenas os destinados ao uso comum do povo, correspondendo ao domínio do direito italiano; como não eram considerados, por alguns autores, como pertencentes ao poder público, dizia-se que estavam no domínio público; o seu titular seria, na realidade, o povo (2011, p. 673-674).

Di Pietro adota a segunda definição, pois para ela tais bens guardam uma relação de propriedade pública com o Estado, tal qual defendido por Maurice Hauriou, portando, em essência, as mesmas características da propriedade privada, distinguindo-se desta somente pelo aspecto da afetação, que lhes imprime características particulares. Manuel Maria Diez (1969) refere-se aos bens do domínio público como sendo aqueles regidos por

um regime jurídico de direito administrativo, submetidos ao princípio da inalienabilidade e imprescritibilidade, contendo regras diversas quanto à limitação do seu uso, proteção atribuída pelo direito penal, dentre uma série de outras regras específicas desconhecidas pelo direito privado. Da mesma forma como exposto por Di Pietro, para este autor tais bens relacionam-se com o Estado segundo um direito de propriedade pública, ou administrativa, cujo regime difere sensivelmente daqueles de propriedade privada. Observa que somente a noção de propriedade pública aplicada aos bens de domínio público explica satisfatoriamente uma série de consequências admitidas pela doutrina e jurisprudência.

Ainda com relação aos bens do domínio público, Diez afirma que "são aqueles bens de propriedade do Estado (*lato sensu*), afetados por lei ao uso direto ou indireto dos seus habitantes" (1969, p. 358), podendo-se extrair de tal definição os quatro elementos que informam os bens do domínio público: o elemento subjetivo, objetivo, teleológico e normativo ou legal.

Ao abordar o elemento subjetivo, o autor afirma ser indispensável, para que um bem se caracterize como pertencente ao domínio público, dentre outros requisitos, que forme parte do patrimônio de uma pessoa jurídica de direito público. Disso se extrai, por exemplo, que "se o Estado toma em locação um imóvel privado para o funcionamento de um serviço público, este bem não forma parte do domínio público" (1969, p. 360).

No que toca ao aspecto objetivo, deve haver um conjunto de bens determináveis num dado momento, sendo cada um deles regidos pelo regime específico que a lei lhe houver atribuído segundo as suas características: bens corpóreos ou incorpóreos, móveis ou imóveis, principais ou acessórios etc.

O elemento teleológico ou finalista, talvez o mais importante deles, segundo o autor, ao menos para fins de diferenciação dos bens públicos pertencentes ao domínio público daqueles bens públicos de domínio privado, fundamenta-se essencialmente na noção de afetação. Para Manuel Maria Diez, tem-se por afetação "o ato ou a declaração de vontade dos órgãos do Estado, em cujo mérito um bem é incorporado ao uso direto ou indireto da coletividade" (1969, p. 417).

Ana Raquel Gonçalvez Moniz, em obra intitulada *O critério e o regime jurídico da dominialidade*, define afetação como:

> Uma actuação administrativa dotada de relevância extrema na matéria que nos ocupa, constituindo verdadeiro instrumento da dinâmica do domínio público: repare-se que quando existe um acto de afectação, será o momento da sua prática o determinante para a aplicação a certa coisa do

> regime jurídico das coisas públicas; por outro lado, o destino a que a coisa é dotada pela afectação passará a reger também as respectivas possibilidades de uso. No fundo, a afectação consubstancia o acto administrativo que coloca a coisa (pública) a desempenhar a função que justificou a sua sujeição pelo legislador a um regime específico de direito público (o regime jurídico-administrativo da dominialidade pública); nessa medida, a afectação modifica sempre o estatuto jurídico da coisa, assumindo-se, nesta acepção, como um acto de criação das coisas públicas (2006, p. 138-139).

Além de tais elementos, Manuel Maria Diez refere-se ainda ao elemento normativo ou legal, segundo o qual "não existem bens públicos por natureza; somente a lei pode servir de fundamento para que um bem tenha o caráter de bem integrante do domínio público" (1969, p. 374). De todo modo, continua o autor, "os bens do domínio público podem estar estabelecidos pela lei, seja mediante uma indicação nominal específica dos mesmos ou mediante uma indicação genérica. Ademais, na falta de indicação genérica ou específica da lei, pode-se recorrer a uma interpretação analógica" (1969, p. 376).

Já os bens do domínio privado do Estado dizem respeito àqueles que pertencem ao Estado sob o mesmo título e as mesmas condições que a maior parte dos bens pertencentes aos particulares e estão regidos, fundamentalmente, pelas normas de direito privado. Como bem pontuado por Di Pietro:

> Comparando os bens do domínio público com os do domínio privado do Estado, pode-se traçar a seguinte regra básica quanto ao regime jurídico a que se submetem: os primeiros, ao direito público, e, os segundos, no silêncio da lei, ao direito privado. O mesmo pensamento encontra-se em Ponte de Miranda (1954, v. 2:136): "na falta de regras jurídicas sobre os bens dominicais, incidem as de direito privado, ao passo que, na falta de regras jurídicas sobre bens públicos *stricto sensu* (os de uso comum e os de uso especial), são de atender-se os princípios gerais de direito público".
> Se nenhuma lei houvesse estabelecido normas especiais sobre essa categoria de bens, seu regime jurídico seria o mesmo que decorre do Código Civil para os bens pertencentes aos particulares (2011, p. 679).

Tais bens, por não estarem afetados ao uso direto ou indireto da coletividade, são passíveis de ser alienados ao particular, sujeitando-se, via de regra, às normas de direito privado. Como exposto pela autora citada acima, isso não quer dizer que a disposição do Estado sobre os bens integrantes do seu domínio privado não possa sofrer limitações de ordem pública. A diferença destes para aqueles do domínio público é que, não estando afetados ao uso coletivo ou à Administração, podem ser alienados por meio de institutos do direito privado, tais como: compra e venda, doação, permuta, sujeitando-se

subsidiariamente, no que couber, ao regime jurídico de direito privado[7].

No Brasil, adotou-se uma classificação própria para os bens públicos, tripartida, diferentemente do que ocorre no modelo estrangeiro, que se limita a classificar os bens públicos como pertencentes ao domínio público ou privado. O Código Civil de 2002, em seu artigo 99, classificou-os em: de uso comum do povo, especiais e dominicais. Embora peculiar ao nosso sistema, ao se analisar cada uma dessas classes de bens, percebe-se que as duas primeiras abarcam os bens integrantes daquilo que se apresenta como domínio público, enquanto os bens chamados pelo direito pátrio de dominicais correspondem à noção de bens do domínio privado.

2.2 Classificação dos Bens Públicos no Direito Brasileiro

2.2.1 Bens de Uso Comum do Povo

Àqueles bens integrantes do domínio público, disponíveis ao uso da comunidade sem distinção, seja por sua natureza ou por disposição legal, convencionou-se chamar, no direito brasileiro, de bens de uso comum do povo.

Segundo definição proposta por Maria Sylvia Z. Di Pietro, bens comuns do povo são aqueles que, "por determinação legal ou por sua própria natureza, podem ser utilizados por todos em igualdade de condições, sem necessidade de consentimento individualizado por parte da Administração" (2011, p. 675)

O Código Civil de 2002 dispôs sobre tais bens em seu artigo 99, I, definindo-os de maneira exemplificativa como sendo aqueles destinados ao uso indistinto de todos, tais como "rios, mares, estradas, ruas e praças".

Celso Antônio Bandeira de Melo apresenta também definição denotativa, elencando, exemplificativamente, bens que compõem essa classe, a saber: "os de uso comum são os destinados ao uso indistinto de todos, como os mares, ruas, estradas, praças

[7] Faz-se a advertência de que bens do domínio público podem passar a integrar o domínio privado, por meio do instituto da desafetação, assim como bens do domínio privado podem vir a fazer parte do domínio público, por meio da afetação. Maria Sylvia Zanella Di Pietro elucida o tema ao expor que: "Pelos conceitos de afetação e desafetação, verifica-se que uma e outra podem ser expressas ou tácitas. Na primeira hipótese, decorrem de ato administrativo ou de lei; na segunda, resultam de atuação direta da Administração, sem manifestação expressa de sua vontade, ou de fato da natureza. Por exemplo, a Administração pode baixar decreto estabelecendo que determinado imóvel, integrado na categoria dos bens dominicais, será destinado à instalação de uma escola; ou pode simplesmente instalar essa escola no prédio, sem qualquer declaração expressa. Em um e outro caso, o bem está afetado ao uso especial da Administração, passando a integrar a categoria de bem de uso especial. A operação inversa também pode ocorrer, mediante declaração expressa ou pela simples desocupação do imóvel, que fica sem destinação" (2011, p. 677).

etc.” (2007, p. 898).

Seu uso, em regra, caracteriza-se pelos princípios da liberdade e igualdade de acesso a toda a comunidade, gratuidade e tolerância mútua. Este último aspecto, que em substância identifica-se com o princípio da liberdade de acesso, foi concebido pela doutrina alemã, e, segundo Ana Raquel Gonçalvez Moniz, informa que “o exercício concreto do uso comum por um determinado sujeito não prejudica, impede ou exclui o uso comum pelos demais sujeitos” (2006, p. 449). Tal característica revela-se de sobranceira importância, notadamente por ser fator determinante na diferenciação dos bens de uso comum do povo daqueles que serão analisados adiante (bens de uso especial). Embora em ambas as classes haja bens integrantes do domínio público, estando presente tanto em um como em outro uma finalidade pública, a utilização de um bem de uso comum do povo por qualquer pessoa não exclui a possibilidade de outra vir, no mesmo momento, a utilizá-lo. Assim, por exemplo, a ida a uma praia, praça ou parque por alguém não impede que outro o faça, simultaneamente. Por outro lado, a utilização de um *box* em mercado público por particular, ou a destinação de um prédio para o funcionamento de um serviço público, exclui a possibilidade de outro gozar do mesmo benefício.

Por fim, cabe destacar, como bem lembra Edmir Netto de Araújo, que o princípio da gratuidade está sujeito a mitigações, podendo o uso de um bem comum do povo se achar sujeito ao pagamento de um preço. Neste caso, ter-se-ia o que o autor chamou de uso comum extraordinário (enquanto o uso não remunerado seria considerado uso comum ordinário), em que, “embora abertos os bens à utilização de todos, a lei a faz depender do atendimento de certas condições, seja título jurídico (autorização, licença etc.) ou remuneração (pedágio, bilhetes de entrada, p. ex.)” (2010, p. 1.149), justificando-se tal cobrança em face do interesse coletivo na preservação do bem.

2.2.2 Bens de Uso Especial

Os bens de uso especial foram definidos no inciso II do artigo 99 do Código Civil como sendo aqueles “destinados a serviços ou estabelecimento da administração federal, estadual, territorial ou municipal, inclusive os de suas autarquias”.

Segundo Bandeira de Melo, são aqueles “afetados a um serviço ou estabelecimento público, como as repartições públicas, isto é, locais onde se realiza a atividade pública ou onde está à disposição dos administrados um serviço público, como teatros, universidades, museus” (2007, p. 898).

Di Pietro critica a expressão "uso especial", utilizada para designar essa modalidade de bem, pois ela se confundiria com outro sentido em que é utilizada, tanto no direito estrangeiro como no direito brasileiro, "para indicar o uso privativo de bem público por particular e também para abranger determinada modalidade de uso comum sujeito a maiores restrições, como pagamento de pedágio e autorização para circulação de veículos especiais" (2011, p. 675).

Diante de tais considerações, entende a autora ser mais adequada a expressão utilizada pelo direito italiano e pelo antigo Código de Contabilidade Pública, qual seja: bens do patrimônio indisponível. Nesta se ressalta "o caráter patrimonial do bem (ou seja, a sua possibilidade de ser economicamente avaliado) e a sua indisponibilidade, que resulta, não da natureza do bem, mas do fato de estar ele afetado a um fim público" (2011, p. 675).

Entende-se, no entanto, que a possibilidade de avaliação econômica do bem, mencionada pela autora, pode estar presente também nos bens públicos de uso comum do povo, por exemplo, uma praça ao ser desafetada pode ser alienada a um particular que deseja construir no local um clube privado, com finalidade lucrativa. Por isso, conforme exposto no tópico anterior, é a exclusividade na utilização do bem público, seja por uma pessoa ou por um grupo determinado de pessoas, adstrita a uma finalidade pública predeterminada pela lei, que atribui nota característica a essa classe de bens (afetação), diferenciando-a daquela que abarca os de uso comum do povo, também afetados a uma finalidade pública.

2.2.3 Bens Dominicais

Os bens dominicais, ou dominiais, por sua vez, encontram-se regulados no artigo 99, III, do Código Civil, nos seguintes termos:

> Art. 99. São bens públicos:
> [...]
> III – os dominicais, que constituem o patrimônio das pessoas jurídicas de direito público, como objeto de direito pessoal, ou real, de cada uma dessas entidades.
> Parágrafo único: Não dispondo a lei em contrário, consideram-se dominicais os bens pertencentes às pessoas jurídicas de direito público a que se tenha dado estrutura de direito privado.

Conforme aduz Celso Antônio Bandeira de Melo (2007, p. 898), têm-se por bens dominicais, também chamados de dominiais, aqueles que:

> são os próprios do Estado como objeto de direito real, não aplicados nem ao uso comum, nem ao uso especial, tais os terrenos ou terras em geral, sobre os quais tem senhoria, à moda de qualquer proprietário, ou que, do mesmo modo, lhe assistam em conta de direito pessoal. O parágrafo único do citado artigo pretendeu dizer que serão considerados dominicais os bens das pessoas da Administração indireta que tenham estrutura de direito privado, salvo se a lei dispuser em contrário.

Como bem pontuado pelo autor em sua definição, são aspectos que conformam essa classe de bens: (i) integram o patrimônio disponível da administração, (ii) não estão afetados ao uso direto ou indireto da coletividade ou da própria administração, (iii) podem ser alienados, mediante autorização legal. São aqueles que, no direito brasileiro, integram o domínio privado dos bens públicos, examinados acima.

De maneira geral, destinam-se à obtenção de renda pelo Estado, seja por meio da sua alienação, seja por meio da remuneração obtida em face do seu uso por um particular. No entanto, como bem ensina Di Pietro (2011), a natureza patrimonial desses bens não é uma característica essencial, pois sua administração pode visar, também, a consecução de objetivos de interesse geral.

> Com efeito, os bens do domínio privado são frequentemente utilizados como sede de obras públicas e também cedidos a particulares para fins de utilidade pública. Por exemplo, no direito brasileiro, é prevista a concessão de direito real de uso para fins de urbanização, industrialização, cultivo e também a sua cessão, gratuita ou onerosa, para fins culturais, recreativos, esportivos. E mesmo quando esses bens não são utilizados por terceiros ou diretamente pela Administração, podem ser administrados no benefício de todos, como as terras públicas onde se situem florestas, mananciais ou recursos naturais de preservação permanente.
> Além disso, a própria administração financeira constitui objetivo apenas imediato, pois, em uma perspectiva mais ampla, atende a fins de interesse geral (2011, p. 679).

Essa nova forma de se encarar a natureza e a função dos bens dominicais, prossegue a autora em sua explanação, leva inclusive alguns autores a considerar a sua administração como serviço público sob regime de gestão privada, de modo que esse duplo aspecto dos bens dominicais justificaria a sua submissão a regime jurídico de direito privado parcialmente derrogado pelo direito público.

Esta última consideração feita pela autora é de suma importância, uma vez que, de fato, não há que se falar em bens dominiais integralmente regidos por um regime de

direito privado, como inclusive já se pontuou ao tratar do domínio privado do Estado, oportunidade em que se enfatizou estarem apenas subsidiariamente, na ausência de regulação específica, sujeitos ao regime geral dos bens privados. Não é porque sejam passíveis de disposição que deixam de cumprir finalidades públicas, podendo o Estado regular o seu uso, mesmo quando feito pelo particular, com vistas a atender a objetivos de interesse coletivo. Além disso, é possível que a imposição de uma limitação ao seu uso permaneça sobre tais bens mesmo após alienados ao particular, conforme será visto adiante, no caso da alienação do petróleo.

Enfim, pelo fato de não estarem afetados ao uso direto, seja pela Administração Pública, coletividade, pessoa ou grupo específico, podem ser alienados, sendo precisamente esta (a alienabilidade) a característica que os diferencia dos bens de uso comum do povo e de uso especial, e não a existência de uma finalidade pública, porquanto esta, em menor ou maior grau, estará sempre presente em todos eles.

2.3 Do Regime Jurídico Aplicável ao Petróleo como Bem Público no Direito Brasileiro

2.3.1 Definições técnicas importantes

Antes de proceder à análise do tema em epígrafe (Do Regime Jurídico Aplicável ao Petróleo como Bem Público no Direito Brasileiro), faz-se mister discorrer sobre o conteúdo de expressões peculiares à indústria do petróleo, incorporadas pela legislação, tais como: jazidas, depósitos, campos e blocos, as quais se referem a diferentes estágios por que passa essa substância em seu processo de produção. Até mesmo o termo petróleo merece ser mais bem compreendido, tendo em vista que, por diversas vezes, aplicam-se regras específicas segundo o estado em que este é encontrado na natureza, sendo essencial, portanto, precisar a forma como a legislação pátria define cada um desses termos, sob pena de se atribuir o mesmo significado a situações jurídicas distintas.

Tais conceitos encontram-se definidos na legislação brasileira, seguindo, de maneira geral, as definições propostas em conjunto pela Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) e Society of Exploration Geophysicists (SEG), por meio da publicação intitulada “Guide lines for Application of the Petroleum Resources Management System”, cuja edição mais recente data de novembro de 2011, além daquelas propostas pela United States Securities and Exchange Comission

(SEC), entidade vinculada ao governo federal dos Estados Unidos, cuja finalidade é regular o mercado de títulos naquele país, destinando-se todas essas organizações a compilar as melhores práticas adotadas pela indústria internacional do petróleo[8].

2.3.2 O que é o petróleo?

Segundo a SPE *et al.*, o termo petróleo refere-se a "um composto natural de hidrocarbonetos em estado gasoso, líquido ou sólido" (2011, p. 209, tradução nossa). Para Williams e Meyers, "petróleo é o nome genérico que se dá para compostos de hidrocarbonetos combustíveis encontrados na terra" (2008, p. 3, tradução nossa). De acordo com os autores, a estrutura molecular desse composto de hidrogênio e carbono pode variar desde uma simples estrutura de metano (CH4), componente do gás natural combustível, até estruturas mais complexas, como é a do octano (C8H18), um componente do óleo cru. Além disso, impurezas estão frequentemente associadas ao petróleo (o composto de enxofre que contamina o gás ácido e o óleo), devendo ser removidas antes da sua comercialização.

Destacam que entre as várias propriedades físicas do petróleo estudadas, três são fundamentais para a compreensão do seu processo de produção e das diferenças de preços atribuídas no mercado aos diversos tipos de petróleo produzidos. Primeiramente, tem-se que o petróleo pode aparecer na natureza em estado gasoso, líquido e sólido, mais comumente como gás ou líquido (quando aparece no estado líquido, está quase sempre associado ao gás na sua composição). Outra importante propriedade é a sua gravidade específica ou densidade. O petróleo líquido normalmente é mais leve que a água, que possui densidade 1 (por exemplo, a densidade do octano é de 0,7064). No entanto, na indústria do petróleo, a densidade é comumente expressa em graus de A.P.I., adotando-se, nesta escala, uma razão invertida, de modo que o petróleo com a menor densidade possui um maior grau A.P.I. (a maioria dos tipos de óleos crus existentes possui entre 27º e 35º

[8] Em diversas passagens, a legislação brasileira impõe às empresas que atuam na indústria do petróleo no Brasil a observância das melhores práticas adotadas internacionalmente para esse setor, dentre os quais destacamos: Art. 8° A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:
IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; e Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a: VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas (Lei n. 9.478/97).

graus A.P.I.). Quanto maior o valor em A.P.I., maior será o preço alcançado pelo óleo. Uma terceira propriedade a ser destacada é a sua viscosidade. Quanto menor a viscosidade do fluido, maior será sua mobilidade, e maior o seu valor no mercado.

Em estudo formulado pela Royal Dutch/Shell Group of Companies (1983), explica-se que a expressão petróleo costuma ser utilizada em dois sentidos, um mais amplo e outro mais estrito. Naquele, refere-se a todos os hidrocarbonetos que aparecem sobre a terra, ao passo que, em sentido mais restrito, utilizado com maior frequência para fins comerciais, consiste apenas nos depósitos líquidos de óleo cru, enquanto a sua forma gasosa é chamada de gás natural, e os sólidos de betume ou asfalto, sendo os dois primeiros as principais substâncias utilizadas na indústria.

Do exposto, conclui-se que (i) o petróleo é um composto orgânico, (ii) entendido como sinônimo de hidrocarbonetos combustíveis em um sentido amplo, aparecendo na natureza em estado sólido, líquido ou gasoso, ou, em um sentido mais estrito, como sinônimo de óleo cru ou petróleo em estado líquido.

Na legislação brasileira, o petróleo é considerado, ao lado do gás natural, uma espécie de hidrocarboneto, tendo sido adotada, portanto, uma definição mais restrita para o termo. Tal afirmação pode ser extraída mediante a análise do artigo 6º da Lei n. 9.478/97[9], em consonância com o disposto no artigo 177, I, da Constituição Federal, segundo o qual constituem monopólio da União "a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos".

No entanto, no presente estudo, opta-se por utilizar a expressão "petróleo" para se referir a todos os hidrocarbonetos fluidos (utilizando tais expressões como sinônimos, portanto), fazendo a distinção apenas quando um tipo específico de hidrocarboneto fluido receba tratamento jurídico diverso.

É importante mencionar, ainda, a imprecisão terminológica incorrida pelo legislador constituinte ao regular a propriedade do petróleo no artigo 20 da CF, considerando-o um bem integrante do patrimônio da União. No inciso IX do referido artigo, afirma-se que são bens da União "os recursos minerais, inclusive os do subsolo". Tal dispositivo é tido como o fundamento constitucional da propriedade da União sobre o petróleo existente no subsolo terrestre, uma vez que com relação ao subsolo marinho,

[9]Art. 6° Para os fins desta Lei e de sua regulamentação ficam estabelecidas as seguintes definições: I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado; II - Gás Natural ou Gás: 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; (Lei n. 9.478/97).

cuidou o inciso V do mesmo artigo ao afirmar que são bens da União os recursos naturais da plataforma continental. O fato é que, numa interpretação puramente gramatical do inciso IX, pode-se concluir que a Constituição não regulou a propriedade do petróleo presente no subsolo terrestre, já que petróleo não é recurso mineral, mas sim um composto orgânico, conforme elucidado acima.

Questão semelhante foi enfrentada nos Estados Unidos, Estado do Texas, em 1901, conforme relata notícia do New York Times de 24 de abril desse ano[10]. No caso, uma empresa desejava forçar o Estado do Texas a lhe vender uma área pertencente ao Fundo Escolar Estadual, localizada sobre um campo de petróleo, conforme permitia a legislação da época[11], sob o argumento de que o petróleo era tratado como minério pela legislação estadual, e portanto, sujeito ao regime jurídico aplicado para as minas em geral. O Comissário de Terras do Estado do Texas apresentou defesa alegando que, além de não haver interesse do Estado, o petróleo não seria uma substância mineral, estando sujeita a regime diverso.

Contudo, conforme bem se posicionou o Supremo Tribunal Federal, no voto do Ministro Carlos Brito na ADIN n. 3273-9/DF:

> A Carta-cidadã, fiel à proposição kelseniana de que o Direito constrói

---

[10] Is petroleum a mineral? An interesting suit is now engaging the attention of Texas jurists which involves a new question and, one which the geologists will have to take a hand in settling. The law of the state makes certain provisions for the sale of lands, which are the property of the Commonwealth to anyone who shall locate thereon a claim to mineral in the ground.
Under this provision an enterprising speculator has brought suit in the Supreme Court to compel the state land Commissioner to sell him a section of land in the heart of Beaumont oil field belonging to the State School Fund, on the ground that it is mineral land within the meaning of the statute, and subject to location as such.
The question which this suit raises is whether petroleum is a mineral at all. Its name identifies it with the rocks of what are known as the oil measures, but it is by no means clear that is a mineral product. Indeed, a consensus of expert opinion would probably class it as an animal oil, expressed from the carcases of the fishes, saurians and amphibians of the early world. [...] At no stage of the process, however, did it become a mineral, remaining what it was at the outset, a hydrocarbon of unmistakably organic origin. [...] This fact, which we believe is not considered open to dispute by geologists, would seen to afford a slender basis for a suit to compel the Texas authorities to open the oil-bearing school lands to location as mineral lands.
Whether it would not be of advantage to the school fund to convert these lands into money at this time, is quite another question, and one which the facts at our command do not warrant us in discussing. That the state land commissioner is defending the suit would seen to indicate that he thinks the interest of the state would best be served by not selling the land in question, or else that he lacks the power to do so under the claim that petroleum imparts to the area yielding it the character of mineral land in the meaning of the statute (NEW YORK TIMES, 1901).

[11] Following a kind of expropriation procedure, laws of 1880's and 1890's in most states gave miners the rights to enter strictly private lands to prospect for and recover the mineral beneath. (Depending on the state, the surface owner received compensation for damage to his property or a royalty)". In USA, "the free access to public lands implied two policies: tolerance of racing behaviour and procedural openness" (SCOTT, 2008, p. 260).

> 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. Isto para fazer destes últimos (recursos minerais) o gênero no qual os dois primeiros recursos naturais se encartariam. As duas tipologias fundindo-se, a princípio, numa única realidade normativa ou figura de Direito, sob o nome abrangente de recursos naturais.

Louvável o entendimento, e, mesmo se assim não fosse, o inciso I do artigo 20 da CF previu que são também bens da União aqueles que vierem a ser atribuídos por Lei Ordinária, o que é feito por meio da Lei n. 9.478/97. Não obstante, aplaude-se o argumento posto pelo STF, entendendo que a propriedade do petróleo encontrado na porção terrestre do território é atribuída, por força constitucional, à União, não apenas por dispositivo de Lei Ordinária.

2.3.3 Outras definições importantes: reservatórios, jazidas, blocos e campos

Embora contenham definição jurídica distinta, é comum que se confundam expressões como jazidas, blocos, campos, depósitos e poços, motivo por que serão analisadas uma a uma.

Acumulações de petróleo são encontradas na natureza em reservatórios naturais formados em bacias sedimentares na crosta terrestre. Enquanto não identificadas, tais acumulações constituem-se simplesmente em reservatórios ou depósitos, definidos pela Lei do Petróleo [12] como "configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não" (art. 6º, X).

Para que tais depósitos venham a ser identificados, faz-se necessária uma série de estudos geológicos e geofísicos, postos em prática por empresa contratada para explorar e produzir petróleo, o que pode se dar no Brasil por meio de contrato de concessão ou de partilha da produção. Tais depósitos podem vir a se constituir em jazidas[13], o que só ocorre no exato momento em que são descobertos pelo contratado e tidos por este como *possível de ser posto em produção*. Ou seja, não é qualquer depósito de petróleo que pode se tornar uma jazida, mas somente aqueles em que se vislumbra a possibilidade de se extrair petróleo, o que pode não ocorrer, caso a sua produção não se mostre economicamente viável, por não haver conhecimento técnico suficiente, ou qualquer outro motivo que

[12] Chama-se de Lei do Petróleo a Lei n. 9.478/97.
[13] Lei n. 9.478/97, art. 6º: "XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção";

inviabilize sua extração. De todo modo, uma vez identificada uma jazida pelo contratado, tem este o dever de comunicar imediatamente tal fato à Agência Nacional do Petróleo (Lei 9.478/97, art. 44, II). Não havendo interesse em continuar seus trabalhos exploratórios para fins de identificação de jazidas, poderá exercer sua opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento (Lei 9.478/97, art. 28, V).

Vista a diferença entre depósitos e jazidas, menciona-se em que consiste o termo *bloco*. Sua definição consta no inciso XIII, artigo 6º da Lei 9.478/97, segundo o qual representa a "parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural". De maneira mais simples, consiste na área posta para licitação, em que pode estar contida uma ou mais jazidas, ou mesmo parcela destas, isto é, pode ocorrer que uma única jazida se estenda por dois ou mais blocos, concedidos a empresas petrolíferas distintas, ocasião em que precisarão firmar um acordo de individualização da produção.

A delimitação dos blocos a serem objeto de contrato de concessão ou de partilha de produção é de competência do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Lei 9.478/97, art. 2º, VIII), que, para tanto, tomará por base os estudos promovidos pela ANP, nos termos do artigo 8º, II, dessa mesma norma.

Na fase de exploração, os contratados estão obrigados a cumprir os investimentos e programas exploratórios mínimos especificados no contrato, conforme definido no artigo 37, I, da Lei do Petróleo. Isso envolve, além da utilização de dados de sísmica, a perfuração de um número mínimo de poços exploratórios, conforme explica Decio H. Barbosa:

> Na fase exploratória são realizados estudos de sísmica para identificar possíveis acumulações de hidrocarbonetos no subsolo (prospectos). Uma vez obtidos e analisados os dados técnicos, toma-se a decisão de seguir ou não adiante com o projeto. Se a decisão for seguir adiante, o próximo passo é perfurar um poço exploratório. Se o poço não for bem sucedido, o projeto tem grandes chances de ser abandonado. Se, por outro lado, forem encontrados hidrocarbonetos, a companhia tem outra decisão a tomar: testar (ou não) se a acumulação de hidrocarbonetos é comercial (2011, p. 14).

Em caso de êxito na exploração, após descoberto um reservatório tido como

possível de ser posto em produção (jazida), ensina Decio H. Barbosa que há de se certificar acerca das suas características (tamanho, estrutura e qualidade), reduzindo destarte as incertezas de natureza técnica. "Se os poços exploratórios perfurados identificarem a presença de razoáveis quantidades de óleo ou gás, são perfurados poços de avaliação para definir o tamanho e a extensão do campo" (2011, p. 14). No entanto, destaca que incertezas ainda estão presentes nesta fase, uma vez que "pode não haver quantidade suficiente de óleo ou gás que justifique a comercialização ou a tecnologia necessária à produção, por ser muito onerosa" (2011, p. 14). De todo modo, uma vez confirmada a viabilidade comercial da jazida, tem início a fase de desenvolvimento, na qual o contratado deverá submeter à ANP seus planos e projetos de desenvolvimento e produção, devendo esta entidade emitir parecer sobre estes no prazo de 180 dias, considerando-se tais planos aprovados automaticamente caso não haja manifestação dentro do prazo estipulado pela legislação (Lei 9.478/97, art. 26, parágrafos 1º a 3º). Uma vez aprovados expressa ou tacitamente, o contratado está autorizado a dar início à fase de produção, ocasião em que são perfurados os primeiros poços produtores ou completados aqueles já existentes, conectando-os à unidade de produção e esta aos dutos de exportação da produção, a fim de que se produzam óleo e gás. Somente a partir daí é que se pode falar na existência de um campo de óleo bruto ou gás natural, definido pela legislação como "área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção" (Lei 9.478, art. 6º, XIV).

Por fim, entende-se ser relevante a elucidação de outros conceitos que, apesar de não constarem expressamente na Lei do Petróleo, são de uso corrente na indústria internacional do petróleo, quais sejam o de reservas possíveis, prováveis e provadas, em desenvolvimento ou não. Tais expressões foram criadas pela SPE e SEC com a finalidade de uniformizar a apuração do número de reservas de petróleo pelas empresas, consideradas como os principais ativos constantes no seu balanço patrimonial, tornando esses dados comparáveis entre si. A observância de tais normas pelas empresas faz-se necessária, uma vez que para negociarem suas ações na Bolsa de Nova Iorque, precisam classificar suas reservas em conformidade com as regras da SEC. As empresas que negociam seus títulos na Bovespa estão sujeitas às regras da Comissão de Valores Mobiliários, conforme ensinam Moreira *et al.,* entidade esta que se baseia nas regras formuladas pela SPE.

O termo reserva, utilizado por tais entidades, equivale de maneira geral ao que o direito brasileiro chama de jazida. Tem-se uma reserva como provada quando nela houver

quantidades de petróleo, que por análises da geologia e dados da engenharia, podem ser estimadas com uma razoável certeza de ser comercialmente recuperadas, sob condições econômicas atuais, métodos operacionais e regulamentações governamentais, podendo ser classificadas em reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas. Reservas desenvolvidas seriam aquelas em que o petróleo pode ser recuperado através de poços já existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

As reservas consideradas como não provadas dividem-se em prováveis e possíveis. Aquelas são as reservas cujas análises de geologia e dados de engenharia sugerem que haja maior probabilidade de serem recuperadas do que estas. Neste contexto, quando métodos probabilísticos são usados, as reservas prováveis devem ter ao menos 50% de probabilidade de ser postas em produção, enquanto as possíveis representam uma probabilidade de 10% a 50% (SPE, 2011).

2.3.4 Da Propriedade do Petróleo no Direito Brasileiro

Ensina Di Pietro que no período colonial e durante o regime das Ordenações Filipinas, "a propriedade das jazidas era da Coroa; a sua exploração era feita pelo regime regaliano, devendo o concessionário pagar o quinto" (2011, p. 733).

Com a independência, continua a autora, "a Lei de 20.10.1823 mandou que se aplicassem no Brasil as leis portuguesas, de modo que o regime continuou o mesmo, pertencendo as minas à Nação" (2011, p. 733).

A Constituição Republicana de 1891, elaborada sob uma concepção individualista, não fazia distinção entre propriedade do solo e dos recursos minerais nele contidos. Ensina Pontes de Miranda que no sistema desta Constituição, antes da Lei 4.625, de 15 de janeiro de 1921, "a propriedade das jazidas minerais ou, melhor, das minas − era, como a de produtos orgânicos, direito incluído no de domínio. A mina era, portanto, parte integrante essencial" (1954, Tomo II, p. 99).

Com isso, não havia distinção entre propriedade do solo/subsolo e das jazidas de minerais porventura existentes, podendo o proprietário do solo explorar os recursos minerais contidos no subsolo de sua propriedade da maneira que lhe conviesse, sem nada dever ao Estado por isso. Eis o que dizia a respeito o artigo 72, parágrafo 17, da referida Constituição.

> Os direitos de propriedade mantêm-se em toda sua plenitude, salvo a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. As minas pertencem ao proprietário do solo, salvo as limitações que forem estabelecidas a bem da exploração deste ramo da indústria.

Em consonância com esse sistema, conforme dispõe Di Pietro, o artigo 526 do CC de 1916 "veio determinar que a propriedade do solo abrange a do que lhe está superior e inferior em toda a altura e em toda profundidade, úteis ao seu exercício, só podendo, todavia, o proprietário opor-se a trabalhos que sejam empreendidos a uma altura ou profundidade tais que não tenha interesse algum em impedi-los" (2011, p. 733).

Progressivamente, a legislação foi incorporando restrições a esse direito ilimitado do proprietário sobre as riquezas minerais do subsolo. A primeira delas surgiu, conforme ensina Pontes de Miranda, com a Lei 4.265, de 15 de janeiro de 1921, a qual, em seu artigo 5º, "veio *desessencializar* como *parte integrante* do solo a mina. Passava essa a ser parte integrante não-essencial" (1954, Tomo II, p. 107). A partir daí voltou-se a diferenciar, no direito brasileiro, regime de propriedade do solo e dos recursos minerais, embora ambos ainda pertencessem ao proprietário do solo.

Na Constituição de 1934, o artigo 118 reforçou essa distinção, dispondo que "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". Além disso, importante limitação à propriedade foi introduzida no artigo 119, determinando que o aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, não poderia mais ser feito livremente pelo proprietário e dependeria de autorização ou concessão federal prévia, na forma que a lei estipulasse. Apenas aquelas minas que já estivessem em lavra, ou as quedas d'água já utilizadas industrialmente na data da promulgação da Constituição, estariam dispensadas de tal formalidade (artigo 119, parágrafo 6º).

Tais limitações contidas na Constituição de 1934, e mantidas nos mesmos termos na Constituição de 1937, apenas impunham restrições ao exercício da propriedade das minas, que continuavam a pertencer ao proprietário do solo em sua inteireza. Sobre tal aspecto, foi enfático Pontes de Miranda ao afirmar que:

> Ao estatuir que o aproveitamento das quedas de água já utilizadas industrialmente na data da sua promulgação não dependia de concessão ou de autorização, como também a "exploração das minas em lavra, ainda que transitoriamente suspensa", **de modo nenhum se referia à**

> **propriedade: referia-se à atividade *iniciante* e *fiscalizadora* do Estado, ao princípio da autorização ou concessão da mina. Esse princípio *limita* o conteúdo do direito de propriedade** (1954, Tomo II, p. 107, grifos nossos).

Sobre a publicização das minas, havia apenas a previsão em ambas as Constituições (CF 1934, artigo 119, § 4º, e CF 1937, artigo 144) de que a "lei regulará a nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas d'água ou outras fontes de energia hidráulica, julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do País". No entanto, tal norma não chegou a ser editada, de modo que o regime de propriedade privada das jazidas permaneceu absoluto para qualquer tipo de recurso mineral (incluindo-se aí o petróleo) até a edição do Decreto-Lei 366/1938, que alterou o Código de Minas vigente à época (Decreto 24.642/1934), momento em que as jazidas de petróleo passaram a compor o domínio privado da União ou dos Estados, segundo a sua localização, nos termos dos artigos 96 e 97:

> Art. 96 A lei não reconhece o domínio privado de particulares, como já instituído, sôbre jazidas de petróleo e gases naturais, pelo fato de não ter sido descoberta nenhuma jazida desta classe suscetível de utilização industrial, enquanto vigorou o direito de acessão da propriedade do solo sôbre as minas.
> Parágrafo único. Ficam de nenhum efeito os manifestos e registros de jazidas de petróleo e gases naturais que, porventura, hajam sido efetuados, com fraude da lei, na conformidade do art. 10 dêste Código.
> Art. 97 As jazidas de petróleo e gases naturais acaso existentes no território nacional pertencem aos Estados ou a União, a titulo de domínio privado imprescritível, na seguinte conformidade:
> a) pertencem aos Estados as que se acharem em terras do seu domínio privado, ou em terras que, tendo sido do seu domínio privado, foram alienadas com reserva expressa, ou tácita por fôrça de lei da propriedade mineral;
> b) pertencem à União, em todos os demais casos.

Com relação aos demais recursos minerais, continuaram a integrar o patrimônio do proprietário do solo até a publicação do Código de Minas de 1940 (Decreto-Lei 1.985/1940), quando, por força do seu artigo 10, vieram a integrar o patrimônio da União.

Nas Constituições que se seguiram, apenas foi reiterada a distinção entre propriedade do solo/subsolo e das jazidas aí contidas, bem como os requisitos para o exercício das atividades de exploração e produção desses recursos, dependentes, conforme o caso, de autorização ou concessão federal. Além disso, a partir da Constituição de 1967, especificamente com relação ao petróleo, o exercício de tais atividades passou a ser

monopólio da União, que por disposição constitucional, estava obrigada a atuar diretamente nos setores de exploração e produção de petróleo, mandamento este que permaneceu até a edição da Emenda à Constituição de 1988, n. 09/95, pela qual a observância ao regime de monopólio deixou de ser uma imposição, tornando-se uma opção da União, que poderia contratar empresas públicas ou privadas para tal finalidade.

Com relação ao regramento do regime de propriedade dos recursos minerais e do petróleo, este passou a ser tratado em nível constitucional somente a partir da Constituição Federal de 1988, que em seu artigo 20 elencou-os dentre os bens pertencentes à União, conforme exposto na seção precedente.

2.3.5 Do petróleo como bem dominical

2.3.5.1 Exposição da controvérsia

Após tais considerações, analisa-se em qual tipo de bem público se enquadra o petróleo: bem de uso comum do povo, de uso especial ou dominical?

Esse é um ponto que comporta certa discordância, não só por parte da doutrina, mas também pela jurisprudência, já tendo sido objeto de discussão nos votos proferidos pelos Ministros do Supremo Tribunal Federal no julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade n. 3.273-9/DF, cuja relatoria coube originariamente ao Ministro Carlos Brito. O cerne da questão discutida na ADIN referia-se ao regime constitucionalmente previsto para a regulação das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil, tendo como pano de fundo a análise do conteúdo da expressão monopólio, contida no artigo 177 da Constituição Federal, tema que será analisado em momento oportuno.

Por ora, expõe-se o debate travado na ocasião acerca da classificação do petróleo como bem público, se consistiria num bem público de uso especial, posição defendida pelos Ministros Marco Aurélio e Carlos Brito, bem como, na doutrina, pelo Professor Gilberto Bercovici, ou se seria um bem público dominical, conforme argumentou Eros Grau, seguido pelos demais Ministros da Corte e por boa parte da doutrina[14], posição à qual esta tese se filia, segundo argumentos que se passa a expor, contrapondo-se àqueles

[14] Neste sentido, entendem RIBEIRO, Carlos Luiz. Direito Minerário Escrito e Aplicado; FREIRE, William. Código de Mineração Anotado; MARQUES NETO, Floriano Peixoto de Azevedo. Bens Públicos: função social e exploração econômica.

apresentados no julgamento em favor da sua classificação como bem público de uso especial.

Antes, porém, cabe descartar a possibilidade de o petróleo figurar como bem público de uso comum do povo, hipótese defendida por Celso Antonio Pacheco Fiorillo e Renata Marques Ferreira, para quem este recurso possui natureza jurídica de bem ambiental. Aduzem os autores que:

> O petróleo, como recurso ambiental que é, passa, a partir da Constituição Federal de 1988, a ter natureza jurídica de bem ambiental, a saber, é considerado um bem de uso comum do povo [...] a partir da Constituição Federal de 1988, ficou assegurado, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como aos órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo, nos termos do artigo 20, IX; [...] referida participação, sendo o petróleo bem de uso comum de todos, deve ser direcionada, não somente em proveito de parcela irrisória da população brasileira (apenas alguns poucos Estados e Municípios), mas, sim, em proveito de toda a população brasileira (2010, p. 200).

Tendo em vista que este bem não se destina ao uso indistinto de todos, como aqueles exemplificados na norma civil, mas somente àqueles que por meio de contrato com a União conseguiram obter o direito de se apropriar dele, após extraído, não há que se falar em uso comum do povo, por não se submeter aos princípios de igualdade e liberdade de acesso, gratuidade, muito menos, e principalmente, da tolerância, uma vez que a sua apropriação por um sujeito exclui a possibilidade do seu uso pelos demais. Uma coisa é a destinação da receita pública auferida pelo Estado com esse bem, que deverá ser usada, de certo, em benefício de toda a população brasileira; outra, bem diversa, é a possibilidade de uso direto desse bem.

2.3.5.2 Do petróleo como bem de uso especial

Durante o julgamento da ADIn n. 3.273-9/DF, os Ministros Marco Aurélio e Carlos Brito manifestaram-se no sentido de que o petróleo teria natureza de bem público de uso especial, sob o argumento de que o Estado não poderia dele dispor ao seu livre-arbítrio, por estar afetado a finalidades públicas, tais como: (i) atender às necessidades do consumo interno e (ii) por ser um bem estratégico, que visa proteger o interesse nacional.

Ao expor seu posicionamento, o Ministro Marco Aurélio explicou que:

> Ora, classificar o petróleo como bem público dominical significaria dizer que a União poderia dispor dessa propriedade sempre que bem entendesse, ou ainda, que poderia aliená-la sempre que desejasse, observados necessariamente os requisitos previstos em lei. Esse não é o alcance fidedigno da Carta de 1988, que a todos submete.
> Da leitura da cabeça do artigo 173 da Constituição Federal, depreende-se que a exploração direta da atividade econômica pelo Estado somente pode ocorrer quando for necessária aos imperativos da segurança nacional ou de relevante interesse coletivo. E o monopólio da União, previsto no artigo 177, foi estabelecido justamente para obedecer a tais ditames de preservação do interesse público e da soberania nacional. Pode-se afirmar, sem contestação, com um mínimo de honestidade intelectual, que o petróleo é um bem público que possui destinação específica. **A propriedade desse minério**, garantida pelo regime de monopólio, **visa exatamente a proteger o interesse coletivo e a soberania nacional**. Essa é a destinação pública a que a propriedade do petróleo está sujeita.
> E mais: de acordo com o inciso I do parágrafo 2º do artigo 177, a lei que estipular condições por meio das quais a União poderá contratar com empresas privadas deverá obrigatoriamente determinar a **garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em território nacional**. Em outras palavras, independentemente da natureza jurídica do contrato estabelecido, ou dos termos em que ocorrerá a participação da empresa privada, o contrato deverá conter, necessariamente, uma cláusula mediante a qual se assegure o fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional. Tal **garantia, sem dúvida, constitui limitação ao livre exercício da propriedade do petróleo, que não poderá ser alienado por mera disponibilidade de vontade da Administração Pública, ou seja, ele não poderá ser exportado ou vendido a particulares sem que se tenha preservado o abastecimento interno.** (grifos nossos)

Posicionando-se também pela natureza do petróleo como bem de uso especial, o Professor Gilberto Bercovici afirma que "o petróleo e os recursos minerais são bens públicos de uso especial, bens indisponíveis cuja destinação pública está definida constitucionalmente: a exploração e o aproveitamento de seus potenciais" (2011, p. 289). Para ele, a exploração do petróleo e dos recursos minerais "está vinculada aos objetivos fundamentais dos artigos 3º, 170 e 219 da Constituição de 1988, ou seja, o desenvolvimento, a redução das desigualdades e a garantia da soberania econômica nacional" (2011, p. 290). Por estar adstrito a tais objetivos ou finalidades específicas de ordem pública, é que se caracterizaria o petróleo como bem de uso especial, sendo, nas palavras do autor, "um patrimônio irrenunciável" (2011, p. 290).

Ao final, diz ainda que a transferência da propriedade do petróleo do Estado para o particular seria inconstitucional, aduzindo que "com a atribuição da propriedade do produto da lavra do petróleo e gás natural ao concessionário, o controle da atividade petrolífera deixa, concretamente, de ser monopólio da União, o que viola os artigos 20, IX,

e 177 da Constituição de 1988" (2011, p. 296).

Perceba-se que o principal argumento utilizado pelos juristas para enquadrar o petróleo como bem de uso especial foi o fato de ele consubstanciar relevante interesse coletivo, pontificado na necessidade de abastecimento interno, na sua importância para o desenvolvimento do país, na redução das desigualdades, bem como para a garantia da soberania econômica nacional. Posicionam-se desta maneira, pois, para esta corrente a classificação do petróleo como um bem dominical lhe retiraria a possibilidade de conter tais finalidades, além de autorizar a Administração Pública a dele dispor ao seu livre arbítrio.

Discorda-se de tal entendimento por dois motivos. Primeiramente, (i) não há como negar o atributo da alienabilidade a que está sujeito o petróleo no sistema jurídico atual, o que por si só o caracteriza como bem público dominical, pois, como visto, bens de uso especial são inalienáveis por estarem sujeitos ao uso direto ou indireto do poder público. Em segundo lugar, (ii) o fato de um bem ser classificado como dominical não implica, de maneira alguma, que ele não possa ser utilizado com vistas a atender a interesses nacionais, como de fato ocorre com o petróleo, que, como será visto, até mesmo após a sua alienação ao particular, continua sujeito ao cumprimento de finalidades públicas.

Com base em cada uma das razões expostas, passa-se a caracterizar o petróleo como bem dominical.

2.3.5.3 Da caracterização do petróleo como bem dominical. Motivo 1: o atributo da alienabilidade

Sem dúvida, é a potencial alienação a que está sujeito o petróleo que o caracteriza como bem dominical. Esta (a alienabilidade) é a característica que o diferencia dos bens de uso comum do povo e de uso especial, que até podem sofrer avaliação econômica, porém se encontram sob o uso direto ou indireto da Administração, motivo pelo qual não podem ser alienados sem que haja ato prévio de desafetação.

Ao se contrapor à tese defendida pelos Ministros Marco Aurélio e Carlos Brito, Eros Grau afirmou categoricamente em seu voto:

> O tratamento da matéria reclama, além da prudência de sempre, a consideração de conceitos indispensáveis a sua compreensão e a prévia

> superação de alguns equívocos.
> Primeiro desses equívocos: o petróleo seria bem público especial [não dominical, de uso comum da União e de uso especial por empresas particulares
> É surpreendente que um mesmo bem público especial possa ser, concomitantemente, bem de uso comum da União e bem de uso especial por empresas particulares...
> **Além disso, se fosse bem de uso especial, o petróleo – como todos os bens de uso comum e de uso especial – seria inalienável enquanto conservasse essa qualificação, isto é, enquanto afetado a sua destinação; apenas poderia ser alienado ao ser desafetado. Como o que o caracterizaria como de uso especial seria a proteção do interesse coletivo e da soberania nacional, a sua desafetação implicaria precisamente que ele já não se prestasse a prover essa proteção... A concepção do petróleo como bem de uso especial conduz à conclusão lógica, porém literalmente incompreensível, de que o petróleo é inalienável. Nada mais é necessário dizer neste apartado.** (grifos nossos)

As lições de Eros Grau clarificam o quão incoerente é o entendimento que caracteriza o petróleo como bem público de uso especial. De fato, é absurdo pensar em um Estado que, beneficiado pela natureza com fartas jazidas de petróleo, seria impedido de aliená-lo, em virtude de o seu ordenamento jurídico concebê-lo como bem de uso especial. Afinal, mantido *ad eternum* embaixo da terra, de nada poderá contribuir para promover a melhoria dos serviços públicos ou a redução das desigualdades sociais e regionais, pois não é o recurso em si capaz de atender a tais propósitos, mas sim a receita pública auferida com a sua alienação.

O próprio Hely Lopes Meirelles, citado no voto proferido pelo Ministro Marco Aurélio, destaca a alienabilidade como característica essencial dos bens dominicais:

> Bens dominiais, ou do patrimônio disponível, são aqueles que embora integrando o patrimônio público como os demais, **deles diferem pela possibilidade sempre presente de serem utilizados em qualquer fim, ou mesmo alienados pela Administração se assim o desejar**. Daí porque recebem também a denominação de bens patrimoniais disponíveis, ou de bens do patrimônio fiscal. Tais bens integram o patrimônio do Estado como objeto de direito real ou pessoal, isto é, sobre eles a Administração exerce poderes de proprietário, segundo os preceitos de direito constitucional e administrativo, na autorizada expressão de Clóvis Beviláqua (2007, p. 433, grifos nossos)[15].

[15] O fato de o autor aduzir que os bens dominicais podem ser utilizados em qualquer fim deve ser entendido nos seguintes termos: utilizados em qualquer fim de interesse público. É certo que a possibilidade de se atribuir diversas finalidades (sempre de interesse público) aos bens dominicais não quer dizer que em relação a estes se possa falar em ausência de finalidade. Comportar finalidades múltiplas é diferente de não comportar finalidade alguma, mesmo porque sempre estará presente o interesse público, ainda que este se consubstancie na mera administração do bem, com vistas a auferir renda, conforme bem exposto por Di

Ao tentar justificar a possibilidade de o Estado auferir renda com a venda do petróleo – que ainda assim seria um bem de uso especial em sua visão −, o Ministro Marco Aurélio afirma que nessa situação ocorreria um *uso extraordinário*[16] *de bem de uso especial*, de modo que seria possível, neste caso, haver alienação de bem de uso especial, uma vez que se estaria diante de um "uso extraordinário do mesmo".

> É necessário fazer ainda uma distinção quanto à utilização dos bens públicos, se de uso comum ou de uso especial – classificação que não se confunde com a dos próprios bens (de uso comum, dominicais ou especiais).
> O uso dos bens públicos será comum, ou ordinário, quando observados os fins inicialmente previstos, de acordo com os objetivos e a destinação primeira. Como exemplo, tem-se o uso das vias para tráfego de veículos, ou de universidades para aulas e palestras.
> De outra maneira, a utilização dos bens públicos poderá ser especial, ou seja, quando a aplicação do bem fugir àquela finalidade propedêutica, em casos em que houver alteração no destino final do bem. [...]
> A possibilidade de se empregar um bem público estratégico para fins de exploração econômica, obtendo vultosos lucros, enquadra-se na modalidade de uso especial. Eis a razão porque deverá haver um contrato, por meio do qual a Administração Pública manifestará expressa concordância com a exploração econômica do bem público por terceiros, para atender também a fins particulares, tendo ainda de ser precedido de licitação, em obediência à moralidade e à impessoalidade que devem pautar as atividades do Governo.
> Assim, conclui-se que o petróleo é um bem público especial, a ser explorado pela União diretamente – caso de uso comum – ou por empresas particulares – hipótese de uso especial.

Com vistas a analisar o exposto no excerto, eis as lições de Edmir Netto de Araújo acerca do uso normal e anormal de bem público, referidos no voto como uso comum e especial:

> Independentemente das noções de uso comum pelo povo ou privativo por particulares, tem-se que o uso normal de bens públicos é aquele que acontece de acordo com a destinação do bem. Pode portanto ser uso normal pela própria Administração (como utilização de um bem destinado a um serviço público, p. ex.), uso comum normal (como a utilização de uma rua para trânsito da população, p. ex), ou uso privativo normal (como a utilização por particular de um bem objeto de concessão ou permissão de uso).

Pietro: "a própria administração financeira constitui objetivo apenas imediato, pois, em uma perspectiva mais ampla, atende a fins de interesse geral" (2011, p. 679).

[16] Prefere-se utilizar a expressão extraordinário, também corrente na doutrina, em oposição ao uso ordinário dos bens públicos, para evitar a repetição do vocábulo especial.

> Já o uso anormal pode ser desempenhado pela própria Administração (utilizar emergencialmente como pista de pouso de aeronave um bem destinado, p. ex., a um assentamento), pode se constituir em uso comum anormal (desfiles, passeatas autorizadas em vias públicas) ou uso privativo anormal (autorização de colocação de mesas e cadeiras na calçada em frente a um bar), em qualquer caso não podendo ser incompatível com o uso normal (2010, p. 1.148).

Explorar o petróleo com vistas a auferir renda não pode ser visto como uso anormal ou extraordinário desse recurso, ainda quando tal atividade seja desempenhada diretamente pelo Estado. Se apenas o seu emprego para atender a finalidades estratégicas caracterizaria o seu uso normal, quando então isso ocorreria? Em caso de guerra? Até lá, o seu uso normal seria o seu não uso, isto é, a sua manutenção embaixo da terra para servir de reserva energética em caso de uma situação extrema de necessidade de abastecimento? Acredita-se que não. A preservação de jazidas a título de contingência para situações desse tipo, de fato, mostra-se de extrema relevância para a segurança nacional, o que se julga ser uma política cuja efetivação merecia ser discutida pelo Congresso Nacional. No entanto, a utilização do petróleo para este fim caracterizaria o uso extraordinário desse recurso, que, hodiernamente, é comercializado por aqueles que o produzem com vistas a auferir renda, em sua maior parte para refinarias destinadas a transformá-lo em diferentes espécies de derivados.

2.3.5.4 Da caracterização do petróleo como bem dominical. Motivo 2: permanência do interesse coletivo antes, durante e após a sua alienação ao particular

Como bem expôs Maria Sylvia Zanella Di Pietro, citada acima, quando se tratou das características que informam os bens dominicais, não é por serem passíveis de disposição que deixam de cumprir finalidades públicas, podendo o Estado regular o seu uso, mesmo quando feito pelo particular, com vistas a atender a objetivos de interesse coletivo.

Já para os Ministros Marco Aurélio e Carlos Brito, bem como para Bercovici, o fato de o petróleo destinar-se a atender a finalidades públicas, além de ser um bem essencial à soberania brasileira, faz dele um bem de uso especial. De que o petróleo é um bem essencial à soberania, certamente, não se discorda; no entanto, a questão merece ser analisada por um outro ângulo.

Conforme já visto no capítulo 1, soberania e propriedade são conceitos distintos.

Isso quer dizer que um Estado exerce plenamente sua soberania sobre os recursos naturais presentes no seu território, mesmo quando atribua direitos de propriedade sobre estes a particulares, estejam tais recursos ainda no subsolo (como ocorre nos Estados Unidos), ou após terem sido explotados.

O que de fato caracteriza a soberania de um Estado sobre seus recursos naturais é a sua liberdade para definir o que se entende por propriedade, quem tem a propriedade dos recursos naturais, e em que condições. Some-se a isso a possibilidade sempre presente, conforme disposto no artigo 4º da Resolução n. 1.803 da ONU, de o Estado proceder à nacionalização, expropriação ou requisição das áreas concedidas, quando existam razões de utilidade pública, segurança, ou interesse nacional que justifiquem a medida, devendo efetuar o pagamento de justa indenização. Essa previsão mostra-se necessária, tendo em vista que pode ocorrer de um governo firmar contrato para a exploração e produção de petróleo com companhia privada, que após alguns anos se mostre claramente desvantajoso – afinal, governos, bons e maus, passam, mas o Estado permanece. Diante disso, havendo novos representantes no exercício do poder desse Estado, devem eles ter ao seu dispor medidas jurídicas aptas a rever as condições do contrato, ou mesmo revogá-lo.

Lembra-se também que para que o Estado decida sobre as condições do exercício da propriedade do petróleo, não é necessário que seja o proprietário dos recursos, podendo fazê-lo por meio de regulação, como de fato faz o Estado brasileiro − e o faz de maneira bastante incisiva, diga-se.

A indústria petrolífera no Brasil é uma das mais fortemente reguladas, tendo o ente público total liberdade para decidir quando, quais e com que periodicidade serão licitados blocos para exploração e eventual produção, além de ter à sua disposição uma série de mecanismos de controle tanto da produção como da comercialização do bem em questão.

No que tange ao controle do nível de produção de petróleo por uma empresa, isto é feito no Brasil mediante a necessidade da contratada, após declarar a comercialidade de um campo, estar obrigada, por força dos artigos 26 e 44 da Lei do Petróleo[17], e dos artigos

[17] Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, depois de extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. [...]
§ 1° **Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.** (grifos nossos)
Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:
I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de

11 e 29[18] da Lei 12.351 (Lei do Contrato de Partilha), a apresentar um plano de desenvolvimento, por meio do qual devem ser fornecidas informações detalhadas sobre a tecnologia utilizada para o desenvolvimento dos poços, bem como o ritmo de produção, além de uma série de outras informações técnicas enumeradas na Portaria ANP n. 90/2000, estando tal documento sujeito à aprovação da Agência Nacional de Petróleo.

Além disso, a empresa contratada deverá, ano a ano, conforme cláusula contida no Contrato de Concessão para a Décima Rodada de Licitações, apresentar um programa anual de produção, também sujeito à aprovação da ANP, onde deve constar o ritmo de produção para o ano subsequente, em consonância com o que fora apresentado anteriormente no plano de desenvolvimento[19].

Quanto à obrigatoriedade de assegurar o abastecimento nacional, tal mandamento

---

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

[18] Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei: [...]
IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;
V - 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; e
Art. 29. São cláusulas essenciais do contrato de partilha de produção: [...] XIII - os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos;

[19] Programa Anual de Produção
10.2 No máximo até o dia 31 de outubro de cada ano civil, o Concessionário entregará à ANP, para cada Campo, o Programa Anual de Produção do ano subseqüente, de acordo com o Plano de Desenvolvimento para o Campo, a legislação brasileira aplicável e as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. O Programa Anual de Produção conterá ainda as explicações cabíveis, sempre que o total anual da Produção nele indicado sofrer uma variação igual ou maior do que 10% (dez por cento), quando comparado com o total anual respectivo previsto no Plano de Desenvolvimento em vigor aplicável ao Campo.
10.6 A ANP terá o prazo de 30 (trinta) dias, contados do recebimento do Programa de Produção, para solicitar ao Concessionário quaisquer modificações que julgar cabíveis, sempre que esse Programa de Produção não atender às disposições do parágrafo 10.2. Caso a ANP solicite tais modificações, o Concessionário terá 30 (trinta) dias contados da data da referida solicitação, para discuti-las com a ANP e reapresentar o Programa de Produção com as modificações acordadas. Observado o disposto no parágrafo 8.9, o Concessionário estará obrigado a cumprir o Programa de Produção submetido à ANP, com as modificações que possam ter sido determinadas pela mesma, conforme aqui previsto, aplicando a estas modificações o procedimento previsto neste parágrafo 10.6, observado ainda o disposto no parágrafo 10.9.

encontra-se positivado em uma série de diplomas normativos. Primeiramente, na Constituição Federal e na Lei do Petróleo (Lei 9.478/97). De maneira mais concreta, na Lei 8.176/91, a qual instituiu o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e determinou, em seu artigo 4º, a elaboração de um Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, pelo Conselho Nacional de Política Energética, competência esta que lhe foi atribuída por meio do Decreto 3.520/2000, em seu artigo 1º, inciso V. Como se não bastasse, também no Contrato de Concessão para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás, na cláusula décima primeira, que versa sobre medição, entrega e disponibilidade da produção, impõe-se ao contratado a obrigatoriedade de assegurar o abastecimento nacional em caso de emergência nacional, nos seguintes termos:

> 11.5 Se, em caso de emergência nacional, que possa colocar em risco o fornecimento de petróleo ou gás natural no território nacional declarada pelo Presidente da República ou pelo Congresso Nacional, houver necessidade de limitar exportações de Petróleo ou Gás Natural, a ANP poderá, mediante notificação por escrito com antecedência de 30 (trinta) dias, determinar que o Concessionário atenda, com Petróleo e Gás Natural por ele produzidos e recebidos nos termos deste Contrato, às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do País. A participação do Concessionário será feita, em cada mês, na proporção de sua participação na Produção nacional de Petróleo e Gás Natural do mês anterior.

Como se percebe, apesar de ser um bem dominical, sujeito a alienação ao particular, a preservação do interesse coletivo neste bem está assegurada por meio de instrumentos normativos, submetendo-se o petróleo a uma forte regulação, mesmo após a sua propriedade ter sido transferida ao particular, característica essa decorrente do poder soberano do Estado sobre seus recursos naturais, que se mantém, resguardando o interesse coletivo nesse bem.

3 CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

3.1 Notas introdutórias

Suponha que alguém descobrisse que possui um tesouro enterrado no fundo do mar. O seu feliz proprietário, desejoso por se beneficiar dessa riqueza, contrata uma empresa especializada em procurar tesouros e de lá retirá-los. Contudo, como há uma alta probabilidade de fracasso nessa busca, o esperto proprietário decide transferir esse risco para a empresa contratada, remunerando-a não pelos serviços prestados, mas apenas se, e quando o tesouro for extraído e entregue no local e na forma previamente acertados. Assim, tem-se que o objeto desse contrato será a extração do tesouro das profundezas marítimas, não os serviços necessários para tanto.

Como se trata de um tesouro extremamente valioso, a empresa aceita incorrer no risco, cabendo ao contratante escolher a forma como será feita a remuneração da contratada. Neste sentido, poderá: (i) optar por ficar com todo o seu tesouro, pagando à contratada um valor em dinheiro pela execução do trabalho; (ii) ao invés de pagar pelo trabalho em dinheiro, o faz atribuindo parte do seu tesouro à empresa, ou seja, depois de extraído, o tesouro será repartido entre o contratante e a contratada; ou (iii) como a empresa já possui *know-how* também em negociar o tesouro, o proprietário opta por, além de remunerá-la com uma parte do tesouro, como fez na situação (ii), vender diretamente a esta a parte que lhe caberia, recebendo então o valor correspondente à sua parte do tesouro diretamente em dinheiro.

Essa história ajuda a compreender o objeto das três espécies de contrato de exploração e produção de petróleo utilizadas atualmente na prática internacional: (i) contratos de serviço; (ii) contratos de partilha da produção; e (iii) contratos de concessão. Costuma-se afirmar que por meio desses instrumentos uma empresa petrolífera adquire o direito de usar um bem público, pagando o Estado, proprietário do recurso, um preço, chamado de royalty, em contraprestação ao direito de realizar esse "uso qualificado", que lhe permite, além de usa-lo, adquirir a propriedade de parcelas do bem extraído.

Ocorre que o fato de o petróleo ser um bem não renovável impossibilita que se fale em uso deste recurso, ao contrário do que ocorre, por exemplo, com a água. A retirada de alguns litros de água de um rio não é capaz de exauri-lo, por se tratar de um recurso renovável. Ou seja, se um Estado é proprietário de um rio, e por meio de concessão de uso

de bem público autoriza uma empresa a retirar x litros de água por dia, durante 15 anos, ao fim desse período continuará sendo proprietário do mesmo rio, que ainda estará presente na natureza.

Por outro lado, o mesmo não se verifica com o petróleo, que é um recurso não renovável. Cada barril de petróleo retirado da jazida resulta na sua gradual exaustão, de modo que, ao final do período de extração, o bem principal (a jazida) terá sido total ou parcialmente extinto. Por esse motivo não é possível haver concessão para exploração do petróleo, pois, sempre que a utilização de um bem por terceiro provocar o seu exaurimento, não terá havido uso, mas sim alienação.

Também não faz sentido o argumento de que se paga pelo direito ao exercício das atividades de exploração e produção, as quais apenas representam meio para a consecução do objetivo final, que é a extração do petróleo. Essa é uma hipótese tão absurda quanto afirmar que uma empresa contratada pela Administração Pública para construir um prédio deve pagar pelo direito de executar os serviços essenciais à conclusão da obra.

Enfim, para a análise das espécies de contratos petrolíferos existentes, parte-se da premissa, a ser mais bem detalhada na seção seguinte, de que o seu objeto é a contratação de um resultado por parte do proprietário do recurso, com o consequente pagamento de um preço à companhia petrolífera pelo trabalho executado, assim como ocorre no exemplo do tesouro.

Pode ocorrer, como mencionado na situação (iii), acima explicitada, referente aos contratos de concessão, que o proprietário do recurso opte por vender o petróleo diretamente à empresa que o explorou e produziu. Nesse caso, haverá um outro negócio jurídico, de compra e venda, que poderá estar contido no mesmo instrumento contratual por meio do qual foi firmado o negócio jurídico principal, concernente à contratação da extração do petróleo, sem, contudo, com este se confundir.

3.2 Da impossibilidade de se falar em concessão de uso de bem público no caso do petróleo: considerações acerca do objeto dos contratos de exploração e produção deste recurso

Ao analisar as espécies de *contratos de concessão para uso de bens públicos*, Maria Sylvia Zanella Di Pietro expõe de maneira bastante elucidativa, baseando-se nas lições de Raimundo Nonato Fernandes, que esse tipo de concessão pode se apresentar sob

duas modalidades: a de *exploração* ou de *simples uso do bem público*. Na primeira, confere-se ao contratado, além do uso, "um poder de gestão dominial, substituindo-se à Administração concedente; como exemplos da primeira, o autor indica as concessões de minas, de águas e de campo de algas" (2011, p. 700). Na segunda, como o próprio nome sugere, atribui-se apenas a possibilidade de uso do bem público, conforme exemplifica o uso de áreas de dependências de aeroportos, ocupação da via pública, sepulturas e outras[20].

Após discorrer sobre essas duas espécies de contrato para concessão de uso de bem público – de simples uso e de exploração –, a autora enquadra neste último o aproveitamento de minas e jazidas, ao afirmar que "a jazida pertence ao Estado, que poderá conceder ao particular a sua exploração e aproveitamento" (2011, p. 733).

Tal possibilidade de aproveitamento ou gestão dominial corresponderia a um dos atributos que conformam o uso privativo de bem público por particular, quais sejam: "faculdade de ocupação (como a instalação de bancas na calçada), poderes de transformação (construção de vestiários na praia) ou até **poderes de disposição de uma parte da matéria** (aproveitamento das águas públicas ou extração de areia)" (DI PIETRO, 2011, p. 692, grifos nossos). Nos contratos de concessão cujo objeto fosse o simples uso de bem público, estariam presentes apenas os dois primeiros atributos citados – faculdade de ocupação e poder de transformação −, enquanto nos de exploração de bem público, além destes, confere-se também o poder de dispor sobre o bem.

Da mesma forma, Edmir Netto de Araújo, discorrendo sobre o conteúdo do termo "exploração", que caracteriza os contratos para a exploração de bens públicos, ensina que nestes "concede-se também a gestão do domínio do bem concedido (minas, águas, locais paisagísticos/turísticos etc.)" (2010, p. 1.154).

Assim, continua o autor, o uso de bem público "é exercido pela população, por particulares ou pela própria pessoa estatal a que pertence, em benefício do interesse público, que exercitará os poderes de uso, gozo e disponibilidade" (2010, p. 1.147). Referido poder de dispor da coisa, no entanto, consubstancia-se num "**poder de disposição parcial**", conforme aduz em seguida, "**não podendo importar em alienação da coisa"**

[20] Gilberto Bercovici, em posicionamento minoritário, atribui ao contrato de concessão para exploração e produção de petróleo natureza de concessão de simples uso de bem público, explicando que neste caso se confere ao particular a possibilidade de "uso do solo e do espaço aéreo sobre a superfície de terrenos públicos ou particulares" (2011, p. 289). Com isto está o autor a defender que o objeto do contrato seria restrito ao uso de um bem público, argumentando, inclusive, sobre a inconstitucionalidade da apropriação do petróleo extraído pelo concessionário.

(2010, p. 1.149, grifos nossos).

Diante de todo o exposto, verifica-se que, de maneira geral, a doutrina que se dedicou ao estudo da natureza dos contratos de exploração e produção de recursos minerais posiciona-se no sentido de que o objeto desses contratos se refere ao uso com poderes de disponibilidade de tais bens públicos.

Com relação ao petróleo, afirma-se também que o objeto dos contratos de exploração e produção desse recurso, seja em que modelo for (contrato de concessão, partilha da produção ou contrato de serviço), refere-se à *exploração* (no sentido de usufruto) de um bem público pelo particular. Essa é a forma como se posiciona Alfredo Ruy Barbosa, para quem o termo "exploração" revelaria uma espécie de usufruto do bem, na medida em que o contratado teria direito de usar e gerir o recurso, adquirindo-lhe a propriedade após a extração:

> De acordo com a legislação brasileira, a concessão mineral atribui um direito exclusivo a um ente privado para explorar e usar uma determinada jazida, desde que este atenda a certos requisitos técnicos, jurídicos e econômicos previstos em lei [...] Assim, **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 (2005, p.14-16, grifos nossos).

Conforme se passa a expor, discorda-se desse posicionamento, por entender ser impossível falar em uso do petróleo desde o momento em que este deixou de ser visto como parte integrante − quer do solo, quer do subsolo.

Desde a Lei 4.265, de 15 de janeiro de 1921, as jazidas de recursos minerais (compreendidas aí também as jazidas de petróleo) passaram a ser tratadas no direito brasileiro como propriedade distinta do solo/subsolo. Com isso, os recursos minerais presentes no respectivo subsolo deixaram de ser considerados parcelas do solo/subsolo, compondo, isoladamente, uma universalidade de fato, ou um bem coletivo, chamado de jazida, depósito ou campo, conforme o estágio de produção em que se encontre, embora, após extraídos, sejam considerados bens singulares (por exemplo, 100 barris de petróleo ou duas toneladas de ferro).

Essa mudança de paradigma a que se faz alusão é, justamente, o que impossibilita falar em uso − quer do petróleo, quer da jazida. Isso só era possível no regime anterior, quando, conforme leciona Pontes de Miranda, os minérios presentes no subsolo eram

tratados, enquanto aderidos a ele, como parte integrante dele, e, após extraídos, como frutos do solo.

> Deve-se ler o art. 61 como se enunciasse: na concepção do direito brasileiro, a terra, o solo, é que é o *cerne* ou *núcleo* da propriedade imobiliária; tudo mais é parte integrante do bem, "acedendo" ao solo. [...] Também os minerais contidos no subsolo − ou á superfície (entenda-se) − foram ditos acessório do solo, para se dizer que eram parte integrante do imóvel, cujo cerne é o solo (art. 61): "São acessórios do solo: li. Os minerais contidos no subsolo". Também aqui se hão de entender "minerais e vegetais" (cf. *Esboço* de Teixeira de Freitas, art. 372, 1ª: "Os produtos minerais e vegetais, que o solo espontaneamente fornece, ou com o auxílio de capitais e do trabalho"). [...] **Os proprietários do fundo tinham direito exclusivo sobre o subsolo, ou sobre o que se superpunha. Quanto às substâncias a que hoje chamamos minerais ou fósseis, a regra era, a princípio, inexcetuada (Ulpiano, na L. 7, § 14, D., 24, 3); e, separada a greda, a prata, ou o ouro, ou a areia, certamente seria fruto** (PONTES DE MIRANDA, 1954, TOMO II, p. 73, grifos nossos).

Com a individualização da jazida como objeto de propriedade de *per si*, não cabe mais tomar os minérios extraídos como frutos, uma vez que a sua retirada leva à consequente exaustão da jazida. Ou seja, no cenário anterior os minérios eram considerados parte de um todo, que era o solo, de modo que a sua retirada não importava na extinção do bem principal. Havia a possibilidade de se falar, portanto, em exploração desses recursos, no sentido de uso com poderes de disponibilidade, tendo em vista que a retirada do minério ou do petróleo implicava apenas uma disponibilidade parcial do todo, que, repita-se, era o solo/subsolo. O mesmo não ocorre com relação à jazida. Sendo um todo individualizado, cuja retirada de cada barril leva a sua gradual exaustão, é absolutamente inaplicável falar em uso com poderes de disponibilidade, já que, ao final, haverá o esgotamento do bem principal.

Por tal motivo, se discorda também do posicionamento adotado por Floriano Marques de Azevedo, para quem :

> O uso privativo conferido ao concessionário de uma jazida petrolífera dá ao seu titular uma exclusividade no uso (econômico) do bem, sendo certo que a partir do momento em que se utiliza da universalidade (jazida), torna-se proprietário do fruto desta utilização (o hidrocarboneto extraído), fruto este que se aproxima, mas não se confunde com o bem (jazida). [...] De resto, tenhamos em mente que o bem público (jazida) não é alienado ao particular, mas apenas objeto de um direito de exploração que implica na outorga de um uso privativo" (2009, p. 331).

Ora, uma jazida nada mais é do que um bem coletivo, formado por milhões de litros de petróleo. Assim como uma biblioteca, exemplo clássico de bem coletivo, só existe enquanto conjunto de livros (sem o que seria apenas uma sala vazia), uma jazida só existe enquanto conjunto de litros de petróleo, sem o que seria apenas um buraco no subsolo.

A retirada de cada livro atinge a própria substância do bem principal (a biblioteca), de modo que ainda que se retire metade do acervo, o bem principal foi permanentemente reduzido. Da mesma forma ocorre com a jazida de petróleo. Não é possível utilizar a jazida, tomando o petróleo como fruto, pois, como afirma Marshall, "o produto da mina é parte da própria mina" (1996, p. 229)!

A jazida constitui-se em um depósito natural de um bem consumível, quer porque armazenado pela natureza, após a sua extração, destina-se à alienação (bem consumível em sentido jurídico), quer pela sua própria natureza, uma vez que o uso do petróleo resulta na destruição da substância (bem naturalmente consumível)[21].

A impossibilidade de se tratar como frutos aquilo que, uma vez extraído, implique o exaurimento do próprio bem, foi também analisada por Pontes de Miranda, que expôs a questão ao definir o conceito de frutos:

> A expressão "frutos" é empregada no sentido de proveitos econômicos que derivam da coisa conforme o destino que ela tem, ou pode ter parte dela, e sem lhe alterar a essência (cp. art. 43, 1-11, quanto a partes integrantes), ou diretamente (frutos naturais), ou por meio de outrem, isto é, como efeito de relação jurídica que tem por fim a obtenção desses proveitos (frutos civis ou jurídicos). [...] **O conceito de frutos não apanha os proveitos que se obtêm com prejuízo para a coisa, nem o que é contra o destino econômico da coisa.** Os grãos, os frutos, o leite, as crias dos animais, a crina, a lã, o que fica da poda geral das árvores, o esterco, a areia que se explora, o barro, as pedras e outros produtos ou benefícios econômicos semelhantes, são frutos. [...] **O que é preciso é que a coisa mesma permaneça**: o barro, por mais que dele se tire, não exclui o terreno; nem o giz; nem a pedra (1954, TOMO II, p. 90).

O interessante é que o autor, mesmo após a alteração no regime de propriedade das jazidas, continuou a se posicionar no mesmo sentido da doutrina citada acima, ou seja, a considerar os minerais extraídos do solo como frutos, com o que, pelas razões expostas, não se pode concordar.

Ora, como afirmado pelo próprio Pontes de Miranda em diversas passagens:

[21] Segundo o artigo 86 do Código Civil brasileiro, "São consumíveis os bens móveis cujo uso importa destruição imediata da própria substância, sendo também considerados tais os destinados à alienação".

"fruto só é o que da coisa se pode retirar salva *substantia sua*" (1954, TOMO II, p. 79); "o fruto é o proveito considerado em relação com algum objeto (bem), de que provê-lo, sem no diminuir" (1954, TOMO II, p. 82); "a carne dos bois não é fruto; o boi extingue-se. O pinto ou o pássaro não é fruto do ovo, — é continuação fática; o ovo, sim, é que é fruto" (1954, TOMO II, p. 84). E prossegue:

> A definição de frutos tem de referir-se a produtos orgânicos, não a todos, e ao que é fruto sem ser produto. Nem se adota, ali, a teoria do produto, nem, aqui, a do proveito. **O que importa é a relação fática de coisa-mãe, ou bem-mãe, a coisa-filha, ou bem-filho, ainda que se insira algum ou muito trabalho humano** (1954, TOMO II, p. 78, grifos nossos).

No caso, a coisa-mãe, ou bem-mãe, não será mais o solo ou o respectivo subsolo, mas a jazida, que se extingue após a extração dos minérios ou do petróleo ali contido, assim como o boi se extingue com a retirada da sua carne.

Destaque-se que a existência de dúvida quanto à caracterização dos minérios como frutos fazia-se presente já no Direito Romano, conforme assevera Pontes de Miranda. Ensina que segundo Labeão, as pedras retiradas das pedreiras atingiam a própria substância do fundo, motivo por que não se poderia falar em uso ou usufruto. Javoleno lançou-se contra o argumento de Labeão, exemplificando com as minas de mármore, que renasciam:

> Quanto à cal, à greda, à areia, ao barro e semelhantes, já Labeão admitia que fossem usados para o necessário e Ulpiano pô-los, sem qualquer distinção, na classe dos frutos (L. 12, pr., D., *de usufructu,* 7, 1; L. 7., § 13, D., 24, 3); mas ele mesmo teve de distinguir se há ofensa à parte necessária do campo (*si non agri partem necessariam huic rei occupaturus est*). **Importa dizer-se se a fazenda é de café, ou de cana-de-açúcar, ou de cacau, e o tirar o barro diminui-lhe o valor como fazenda, — o barro desde onde começa a diminuir-lho não é fruto. O que é renascente, como a água mineral, sempre é fruto. Também o gelo natural. Não, para o direito romano, a água profluente** *(aqua profluens)* (PONTES DE MIRANDA, 1954, TOMO II, p. 83).

Diante de todo o exposto, tem-se que, se não se pode falar em uso, quer do petróleo, quer da jazida, sendo, portanto, impossível atribuir aos contratos de exploração e produção de petróleo natureza de *contrato de concessão de uso de bem público*, cabe indagar: o que se teria então? A resposta foi dada por Maria Helena Diniz, que embora sem discorrer com profundidade sobre o assunto, ao analisar a natureza jurídica de tais

contratos, caracterizou-lhes como contrato de empreitada. Segundo a autora, "seria um contrato de empreitada com fornecimento de material por parte da sociedade empreiteira, que se obrigará a realizar obra determinada ou a produzir certo resultado em favor do empreitante; logo, o serviço prestado será o meio e não o fim, pois o importante é a promessa do resultado, de tal sorte que a despesa com a exploração não será ressarcida se o resultado for negativo" (2006, p. 569-570).

De forma similar, posicionou-se também Ana Raquel Gonçalvez Moniz, que ao diferenciar concessões para a exploração do domínio público, concessões de serviços públicos e concessões de obra pública, em que esta venha a constituir um bem dominial, enquadra neste último tipo o "domínio público mineiro e o domínio público infra-estrutural" (2006, p. 401).

Com algumas ressalvas, concorda-se com o posicionamento das autoras, pois, tanto no contrato de concessão, como no de partilha da produção, o Estado contrata uma empresa visando um resultado bem definido: a extração do petróleo, nas formas e condições estabelecidas na lei e no contrato. Todos os serviços executados pela empresa, assim como os bens por ela utilizados durante o processo produtivo, destinam-se unicamente à consecução do resultado pretendido pelo Estado por ocasião da contratação.

Essa conclusão fica mais nítida quando se analisa a definição de obra dada por Pontes de Miranda, a qual corresponderia ao objeto do contrato de empreitada:

> A obra pode consistir em criar o bem que se quer, ou em destruí-lo, ou em modificá-lo. **Há, por exemplo, respectivamente, a empreitada para edificar a casa, ou para tirar o cômoro ou a mata e jogar no mar**, ou no rio, ou queimar, como há a empreitada para fazer mais um andar no prédio, ou apenas para pintá-lo. A prestação de serviços não é devida como serviços, mas pelo resultado. Os serviços, na empreitada, apenas são meios para se obter aquilo que se prometeu. [...] Se o contratante se vinculou a preparar partes em determinada área, ou plantar cafezal, ou derrubar matas, ou remover terras, ou colher os frutos da safra, uma vez que tem de dar a obra pronta, mediante remuneração, o contrato é de empreitada (1972, TOMO XLIV, p. 375, grifos nossos).

Os exemplos postos pelo autor fazem com que se enxergue com mais clareza a forma como se aproximam o objeto dos contratos de exploração e produção de petróleo e o contrato de empreitada. Contrata-se a retirada do petróleo, assim como a do cômoro ou da mata.

Nos contratos de partilha da produção e de serviço, certamente a visualização do resultado pretendido pelo proprietário dos recursos (Estado) é mais fácil de ser percebida.

A empresa contratada deverá extrair o petróleo, que continua pertencendo ao Estado, remunerando-se com uma parte desse óleo ou em pecúnia. Desse modo, o Estado recebe o resultado contratado, isto é, o petróleo, estando livre para aliená-lo a outras empresas, por meio de outro instrumento contratual, cujo objeto será a compra e venda do petróleo, que em nada tem a ver com aquele firmado com a empresa que extraiu o recurso. A empresa contratada para a extração do petróleo, por sua vez, ao ser remunerada por meio do recebimento de uma parte do petróleo extraído (no contrato de partilha), também poderá comercializá-lo da forma que lhe aprouver, respeitando os limites impostos pela Lei, notadamente no que tange à manutenção de estoques para o consumo local.

No contrato de concessão, embora o Estado também pretenda obter o mesmo resultado, este é mais difícil de ser visualizado na prática; isto porque, neste, a despeito de a finalidade pretendida ainda ser a extração do petróleo, opta o ente público por vendê-lo diretamente à empresa que extraiu o recurso, recebendo sua participação no resultado, portanto, já convertida em pecúnia, na forma de *royalties*, conforme será analisado detalhadamente nos capítulos seguintes.

Há no contrato de concessão, portanto, um acordo implícito de compra e venda, de modo que a parcela em petróleo que caberia ao Estado é alienada diretamente à empresa concessionária, que paga, em contraprestação, um valor em dinheiro chamado de *royalty*, correspondente ao preço pelo bem público adquirido.

Por fim – e esta é a ressalva que se faz ao posicionamento de Diniz e Moniz quanto à caracterização dos Contratos de E&P como empreitada ou obra pública −, é importante destacar que não se está a afirmar que os contratos em análise seriam contratos típicos de empreitada, como previsto no Código Civil, ou mesmo de obra pública, regulado pela Lei n. 8.666/93. Estes contêm aspectos próprios que não se aplicam aos contratos petrolíferos, os quais, por sua vez, possuem características tão peculiares que os tornam contratos *sui generis* em relação a qualquer outro ajuste firmado pela Administração.

Tampouco se discute se constituem contratos de direito público ou privado, assunto que comporta relevante discordância entre os administrativistas. Apenas se ressalta que o *objeto* desses contratos se assemelha aos contratos de empreitada ou de obra pública, conforme ensinado pelas autoras, por entender que assim como nestes, contrata-se de empresa privada ou estatal um resultado, que, repita-se, consiste na extração do petróleo, e sua entrega na forma e condições previstas no contrato e na lei.

A compreensão do objeto desses contratos mostra-se fundamental para que seja possível entender a natureza das prestações devidas por cada uma das partes, e, assim,

compreender a natureza dos *royalties*, ponto central deste trabalho.

3.3 Da impossibilidade de se falar em concessão para o exercício de uma atividade econômica

Há ainda uma parte da doutrina segundo a qual o objeto dos contratos de exploração e produção de petróleo seria a atribuição de um direito de exercer uma atividade econômica monopolizada pelo Estado, de modo que o pagamento das participações governamentais seria devido em contraprestação ao exercício desse direito.

Esse é o entendimento de Fabio Francario, administrativista italiano, o qual defende, com base nas lições de Guarino e Giannini, que o pressuposto da concessão não pode consistir no gozo de um bem, mas sim "na **transferência do exercício de uma atividade**, quais sejam, aquelas de pesquisa e produção das substâncias minerais, atividades reservadas pelo legislador ao Estado" (2003, p. 1.807, tradução nossa). A partir dessa conclusão, postula que a concessão mineral seja explicada "em termos de empresa, que são **os direitos do empresário sobre bens de terceiros utilizados pela empresa**, e não em termos de [...] direitos reais" (2003, p. 1.807, tradução nossa, grifos nossos).

Prossegue em sua explicação, tomando por referência os estudos de Cassese, para quem "é bem claro que não só para as minas, mas também para as pedreiras, o regime não pode ser explicado se não se tem presente que no centro do comando normativo não está a propriedade, mas a empresa" (2003, p. 1.808, tradução nossa, grifos nossos).

Também Alexandre Santos de Aragão assinala que os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo constituem-se em **concessões econômicas ou industriais**, cujo **objeto seria o direito de exercício de uma atividade que a lei reservou para a Administração,** de modo que o que estaria em causa – enfatiza – "**não é a utilização do bem, mas a actividade de o explorar ou gerir**"(2006, p. 18, grifos nossos). O contratado estaria tutelado por meios que permitam materialmente o contato com a coisa, mas "não é a coisa, seja ela chamada de bloco, área, jazida ou elemento, o que se está a conceder. Está-se, no plano obrigacional, outorgando direito de exercer atividade econômica" (2006, p. 16).

Ora, toda realização de atividade econômica representa um ônus, que é recompensado quando o bem ou serviço produzido por meio dessa atividade é negociado e o preço pago por ele é capaz de cobrir os investimentos do empreendedor, além de lhe gerar uma margem de lucro adequada.

No caso de uma empresa que preste serviço de telefonia, a sua remuneração é devida pelo usuário do serviço, assim como ocorre com uma distribuidora de energia elétrica, que recebe uma tarifa paga pelo usuário em decorrência do bem fornecido. No caso das companhias petrolíferas, quem paga pelo trabalho de exploração e produção executado?

O que gera um benefício econômico para a companhia petrolífera é a remuneração pelo trabalho prestado, paga pelo proprietário do recurso natural, que pode ser em dinheiro (no caso dos *contract services*) ou em óleo (no caso dos contratos de partilha da produção e de concessão).

As considerações feitas pela doutrina italiana, bem como na doutrina brasileira por Aragão, pecam por considerar as atividades de exploração e produção como sendo a finalidade de um contrato petrolífero, quando, na verdade, são apenas atividades-meio para a execução do contrato, que visa obter um resultado: a extração do petróleo. Nenhuma empresa petrolífera está interessada simplesmente em desenvolver as atividades de exploração e produção. Se o foco da companhia fosse apenas o exercício dessas atividades, após a extração o recurso seria entregue ao seu proprietário e estaria concluído o contrato. Ou seja, a empresa teria realizado uma infinidade de gastos tão só porque gostaria de fazer um favor ao proprietário do recurso, sem nada receber em troca, pois ela teria alcançado seu grande objetivo, que é gozar do direito de explorar e produzir o petróleo. Certamente não é isso o que ocorre. A empresa deseja contratar com o proprietário do recurso, já que visa ser remunerada pelo trabalho prestado, em dinheiro ou em petróleo.

Aragão afirma que o que estaria em causa seria o *direito de exercer uma atividade econômica, de explorar ou gerir o recurso*. Como visto, não é possível se falar em exploração do petróleo, no sentido de usufruto, porquanto, após a sua extração, ele é alienado ao particular, promovendo o gradual exaurimento da jazida. Também não se verifica, na prática, a possibilidade de uma empresa gerir o petróleo da União. Não se trata de um bem pertencente ao ente público, como um prédio, que estará em poder de terceiro, para que este possa geri-lo e, a qualquer tempo, ser reavido pelo seu titular. O que ocorre após a extração do petróleo, repita-se, é uma transferência de propriedade, do ente público para o particular. A partir de então, o particular irá gerir seus próprios barris de petróleo, recebidos em contraprestação ao trabalho encomendado pelo proprietário dos recursos (forma de remuneração típica dos contratos de concessão e de partilha da produção).

3.4 Dos modelos contratuais para exploração e produção de petróleo utilizados na prática internacional

Observa-se na prática internacional que, de maneira geral, os Estados têm optado por viabilizar a extração do petróleo mediante a contratação de empresas públicas ou privadas, dotadas de capacidade operacional para explorar e produzir esse recurso. Os termos em que serão desenvolvidas essas atividades, bem como os direitos e deveres a cargo de cada uma das partes (Estado – normalmente representado por agência estatal ou empresa governamental – e companhia petrolífera) são positivados por meio de instrumentos contratuais, denominados, segundo Marilda Rosado, de contratos petrolíferos, ou contratos de exploração e produção petrolífera. Nestes, "são previstos os direitos e as obrigações decorrentes dos direitos conferidos pelo Estado em relação à utilização e destinação das reservas petrolíferas" (2003, p. 161).

Ao longo dos anos, três modelos contratuais se consolidaram como sendo de utilização corrente para fins de contratação de empresa para o exercício das atividades em comento: os contratos de concessão, de partilha da produção e de serviço, com ou sem risco. Apesar de cada um deles guardar características peculiares, conforme será evidenciado abaixo, divergem entre si basicamente pelos seguintes aspectos: a forma pela qual o Estado opta por perceber o resultado do trabalho contratado e o meio pelo qual o contratado será remunerado.

Entre os três modelos mencionados, o primeiro a ser utilizado na indústria do petróleo foi o contrato de concessão. Anthony Jennings relata que, historicamente, sobretudo no início do século passado, as grandes companhias de petróleo detinham concessões em várias partes do mundo, "na maior parte das vezes em locais sobre os quais os governos dos Estados Unidos e do Reino Unido exerciam forte influência, particularmente no Oriente Médio" (2002, p. 4, tradução nossa). Essas concessões, normalmente, atribuíam direitos exclusivos de explotar óleo e gás, com pouco controle estatal, durante longos períodos, e frequentemente sobre vastas áreas. O governo hospedeiro reservava para si pouco ou nenhum direito de participar do processo de explotação e demais operações sobre qualquer campo em desenvolvimento. Embora considerado vantajoso naquele período, "em razão da expertise detida pelas companhias de petróleo, pouco a pouco esses contratos passaram a ser vistos como excessivamente generosos para as companhias privadas" (JENNINGS, 2002, p. 4), pelo que, a partir dos anos 90, foram reformulados, passando-se a adotar o que se chamou de contrato de

concessão do pós-guerra. Estes, conforme ensina Marilda Rosado, contêm os seguintes atributos:

> a empresa internacional de petróleo (IOC) tem o direito exclusivo de explorar e explotar petróleo, por sua conta e risco; ela é proprietária do óleo produzido, ficando livre para dele dispor, mas assegurando parcela para abastecimento do mercado doméstico do país hospedeiro; durante a fase de exploração e explotação paga taxa de arrendamento da área; a IOC paga royalties em óleo, em espécie, ou uma combinação dos dois e imposto de renda; ela é proprietária dos equipamentos e ativos; não há participação ou ingerência do país hospedeiro, que também não se beneficia de treinamento ou transferência de tecnologia (2003, p. 162).

Ao discorrer também sobre as características que informam os contratos de concessão, Terence Daintith, após realizar uma análise comparada do regime adotado em diversos países, expõe que "em cada um deles, as licenças, ou qualquer outro nome que seja dado – concessão é a forma mais comum de se chamar esses contratos − possuem de maneira geral o mesmo conteúdo e efeitos" (1981, p. 9). Assim como assinalado por Rosado, o autor explica que por um dado período e sobre uma determinada área, são atribuídos ao contratado direitos exclusivos de exploração e produção, transferindo-se a ele a propriedade de todo o petróleo extraído. Em contrapartida "o contratado paga ao Estado uma certa quantidade de tributos, bem como *royalties* sobre a produção, aceitando um amplo conjunto de obrigações, além de se sujeitar à supervisão do Estado sobre suas operações" (1981, p. 9).

Contudo, conforme destaca Anthony Jennings, nem sempre uma mesma companhia é contratada para a realização de ambas as atividades. No Reino Unido, por exemplo, existem dois tipos de concessão, uma para as atividades de exploração, e outra para as de produção de petróleo.

> Offshore licences in the United Kingdom are limited to two types, the exploration licence and the production licence. The term production licence is a little misleading, since such a licence is actually needed for many exploration activities. Without a production licence, a company can only explore by means of conducting geological surveys; thus any wells for discovery or delineation purposes can only be drilled under production licences. The production licence is a much more comprehensive document which not only permits these exploration activities but also the getting and taking away of petroleum, the ultimate goal of the operator, though it does not authorise the laying of pipelines (JENNINGS, 2002, p. 3).

Vale ressalvar que essa forma de contratação, apenas para o desempenho de atividades de exploração de petróleo, diverge do que se entende na doutrina por contrato de concessão típico, uma vez que, para a caracterização deste, é essencial que, no mínimo, duas características estejam presentes: (i) a empresa contratada torna-se proprietária do petróleo no exato momento em que este passa pela boca do poço; e (ii) o Estado opta por receber a parte que lhe cabe da produção já convertida em pecúnia, por meio do que se convencionou chamar de *royalties*.

Além dessas, Taverne cita outras cláusulas tidas como padrão nesse modelo contratual, quais sejam: a duração da concessão, que normalmente pode ser prorrogada por uma ou mais vezes; a obrigatoriedade de cumprir um programa mínimo de exploração; a apresentação de um plano de desenvolvimento e cronograma de produção; o pagamento de participações governamentais, sob a forma de *royalties*, bônus e outras contribuições específicas; a responsabilidade por danos e pela forma de resolução de conflitos (TAVERNE, 1999).

Com relação aos dois outros modelos mencionados – contratos de partilha da produção, conhecidos por *production sharing agreements* (PSA) ou *production sharing contracts* (PSC), e os contratos de serviço (*service contracts*) −, Bernard Taverne (1999) tratou-os como espécies de contratos de trabalho (c*ontracts of work*), nos quais há uma relação contratual entre um ente estatal[22] de um lado e uma empresa de petróleo pública ou privada do outro, contratada, assim como nos contratos de concessão, para a condução das atividades de exploração e produção de petróleo, dentro de uma área específica, em consonância com as regras e condições estabelecidas no contrato. Contudo, apesar dessas semelhanças, divergem dos contratos de concessão por um ponto fundamental: tanto no contrato de partilha da produção, quanto no de serviço, o petróleo extraído continua sendo propriedade do Estado. Naquele, o contratado será remunerado por meio do recebimento de uma parcela do óleo extraído (*in natura*), enquanto neste terá direito apenas a ser remunerado pelo trabalho prestado, em dinheiro.

Sobre o momento em que a propriedade do óleo é transferida para os contratados, ensina Johnston que:

[22] "The state party may be the State itself, or an authority representing the State such as a government ministry or a petroleum directorate established within a ministry. The state party may also be a state oil enterprise i.e. a state owned and controlled oil company, usually referred to as the national oil company specially established for the purpose of managing and developing the national petroleum resources" (TAVERNE, 1999, p. 153-154).

> From a legal point of view, the timing of the transfer of title and ownership is important. If disputes arise, the closer the contractor is to actual physical ownership, the stronger the legal position. As far as ownership is concerned, under a PSC the contractor does ultimately receive a share of production and hence takes title to the crude. The transfer of title is effectively shifted from the wellhead under a concessionary system to the point of export under a PSC. With a service or risk service agreements, the issue of ownership is removed altogether (JOHNSTON, 1994, p. 23).

Analisa-se a seguir, de forma mais detida, cada um deles, a começar pelo contrato de partilha da produção.

A doutrina é unânime em apontar a Indonésia como pioneira na adoção do *production sharing agreements*, tendo o seu primeiro contrato sido firmado em agosto de 1966, entre a IIAPCO e a Permina, a Companhia Nacional de Petróleo da Indonésia, atual Pertamina.

Apesar de terem sido criados no início dos anos 60, quando os países produtores de petróleo passaram a reivindicar para si maior controle sobre as operações desenvolvidas em seu território, apenas a partir dos anos 70 os PSAs ganharam notoriedade, passando a ser adotados no Egito, Síria, Indonésia, Peru e Papua Nova Guiné. Com a sua posterior utilização pela Rússia[23], tornou-se o "contrato da moda", sendo atualmente aquele que mais tem crescido em termos de adesão, seja pelos países que estão a reformular as regras anteriormente adotadas, como no caso do Brasil, seja por aqueles que apenas recentemente descobriram depósitos de petróleo em seu território e se acham a implantar normas para regular o setor.

Segundo Marilda Rosado, contratos de partilha de produção são aqueles em que:

> "a estatal do país hospedeiro tem participação na administração e a IOC assume o risco da parte técnica e financeira da operação em uma determinada área sob contrato; a produção pertence ao país hospedeiro; após recuperação dos custos, a produção é rateada entre a estatal e a IOC, de acordo com percentual predeterminado; a renda da IOC é sujeita a

[23] "Russia has become a fashionable exploration province over the last decade, and PSAs have developed very rapidly there. They are an accepted part of the system there by majors and independents alike, whose shared aim is to limit their exposure to excessive taxes as far as possible. This risk tends, as we will see, to be greater under a concession regime. However, it is a fact of life recognised by all who have dealings in Russia that there will be frequent use of the term bureaucracy in connection with the Russian administration of matters legal. PSA in Russia have thus become needlessly complex, combining elements of a concessionary system with what should be a simple contractual one. There is no alternative for the oil company but to swallow and pay homage to the insatiable Russian appetite for regulation and control" (JENNINGS, 2002, p. 6).

> tributação; os equipamentos e instalações são propriedade do país hospedeiro" (2003, p. 163-164).

Até hoje, conforme ensina Johnston, em todos os contratos de partilha da produção em vigência no mundo, embora se verifiquem inovações em um ou outro aspecto, adota-se ainda, basicamente, o mesmo padrão contratual concebido originariamente pela Indonésia, cujas cláusulas mais significativas, reproduzidas em outros regimes, eram as seguintes:

> − O título de propriedade dos hidrocarbonetos permanece com o Estado.
> − A Permina mantém o controle administrativo, e o contratado é responsável juntamente com a Permina pela execução das operações de petróleo em consonância com os termos do contrato.
> − Requer-se do contratado a submissão de um programa anual de trabalho e do seu balanço para aprovação da Permina.
> − O contrato baseia-se na partilha da produção e não em uma partilha de lucros.
> − O contratado provê todos os recursos financeiros e tecnologia requerida para as operações e suporta os riscos.
> − Durante a vigência do contrato, após autorização para utilização de no máximo 40% da produção anual de petróleo para a cobertura dos custos, a produção remanescente é partilhada na base de 65%/35% em favor da Permina. As participações governamentais a cargo do contratado eram pagas em óleo, entregue a Permina.
> − Todos os equipamentos comprados e importados na Indonésia pelo contratado tornam-se propriedade da Permina. Equipamentos pertencentes a companhias prestadoras de serviço e aqueles alugados, estão fora dessa regra (1994, p. 40).

Verifica-se que neste modelo contratual o Estado opta por receber o resultado do trabalho contratado *in natura*, devendo ele mesmo comercializar a parcela da produção que lhe coube, por meio de contrato de compra e venda de petróleo, firmado normalmente com refinarias ou com grandes consumidores de energia. Somente a partir daí é que se dá efetivamente o ingresso de receita pública nos cofres públicos, passível de ser aplicada nas finalidades elegidas pelo Estado.

Vistos tais aspectos, que serão mais minudentemente abordados quando forem analisadas as regras aplicáveis ao contrato de partilha da produção, adotado recentemente no Brasil, passa-se a discorrer sobre a terceira forma conhecida para a contratação de empresas pelo Estado quanto ao exercício das atividades de E&P: os contratos de serviço. Como exposto acima, nos *contract services*, o petróleo explotado continua sendo propriedade do Estado, que remunera o contratado integralmente em dinheiro, conforme ensina Jennings:

> these, like PSAs, grant only contractual rights, not proprietary rights, but they confer even less control on the oil company as they differ from PSAs in one fundamental way: at no point does the company gain title to production, except perhaps subsequently under a sale and purchase agreement (2002, p. 12).

Tal qual elucidado pelo autor, ao contratado não é devido direito algum de se apropriar dos recursos produzidos, restando-lhe firmar, posteriormente com o Estado, caso deseje, contrato de compra e venda de petróleo. Contudo, em alguns países, assegura-se ao contratado prioridade na compra do petróleo, por vezes com um desconto em relação ao preço praticado no mercado (JENNINGS, 2002).

Com relação à diferença entre contratos de serviço com ou sem risco, Johnston esclarece:

> The difference between risk service and pure service contracts depends on whether the fee is based on profits or not. Pure service contracts are quite rare. In pure (nonrisk) service contracts the contractor carries out exploration and/or development work on behalf of the host country for a fee. All risk is borne by the state. This arrangement is characteristic of the Middle East where the state often has substantial capital but seeks outside expertise and/or technology (JOHNSTON, 1994, p. 24).

Como bem dito pelo autor, é rara a utilização de contratos de serviço de risco por parte dos Estados, uma vez que se obrigam a pagar à empresa pelos serviços contratados, ainda que não haja tido sucesso na busca por campos viáveis de ser explotados, assumindo, portanto, todo o risco da atividade.

Por fim, é importante que se entenda que os modelos apresentados são apenas fórmulas padrões utilizadas pelos Estados, podendo variar significativamente de um país para outro. Ademais, novos arranjos têm surgido; exemplo disso é o contrato de cessão onerosa no Brasil, a seguir analisado, ou os *contract-based ROR system*, adotados em Papua Nova Guiné e na Guiné Equatorial, conforme relata Johnston:

> Rate of return (ROR) features are also found in both systems. ROR is more a descriptive term to identify further the nature of a particular system. For example, the Papua New Guinea (PNG) fiscal system is a concessionary-based ROR system. Equatorial Guinea, on the other hand, uses a PSC-based ROR contract. The ROR concept can get slightly exotic. And it appears to be a new direction for the industry (JOHNSTON, 1994, p. 27).

3.5 Modelos contratuais constitucionalmente autorizados no Brasil para as atividades de E&P

Entre os diversos tipos de contratos conhecidos na experiência internacional, destinados a regular as relações jurídicas concernentes ao Estado − proprietário dos recursos naturais (no caso, do petróleo) − e as empresas que atuam no setor de exploração e produção desse recurso, cabe ao ente público adotar aquele que julgue mais conveniente para a consecução dos seus interesses, podendo utilizar como modelo um dos citados na seção anterior, ou ainda, desenvolver um sistema misto, combinando características de uns e de outros.

Há países em que o Poder Executivo firma diretamente o contrato com a companhia petrolífera, não havendo qualquer norma regulando o assunto; somente, em alguns casos, disposições constitucionais genéricas enfatizando a propriedade pública sobre os recursos naturais[24]. Em outros, como é o caso do Brasil, os contratos firmados entre o poder público e as empresas petrolíferas estão vinculados a leis que dispõem, muitas vezes de maneira bastante detalhada, sobre cláusulas essenciais e parâmetros a serem observados no instrumento contratual, determinando, até mesmo, qual o tipo de contrato a ser adotado.

Discutem-se, na doutrina brasileira, os limites constitucionais a que está sujeito o legislador ordinário ao decidir por adotar este ou aquele modelo. Estaria ele livre para escolher qualquer um daqueles utilizados na experiência internacional? A doutrina e a jurisprudência não são pacíficas ao responder a esse questionamento.

A existência de dúvidas quanto ao tema levou à proposição da Ação Direta de Inconstitucionalidade n. 3.273-9/DF, comentada acima, quando se analisou o regime jurídico do petróleo como bem público. Na ação interposta perante o Supremo Tribunal

[24] Conforme expõe Terence Daintith: "Each system expresses the licence relationship in some combination of a document personal to the licensee – that is, the licence itself – and a related set of legislative or regulatory prescriptions. There is, however, no uniformity as to the way in which this combination is made up. In the United Kingdom, all the terms are in the licence which is contractual in form and there are no regulated regulations, but model licence terms are laid down by regulation and are replicated *en bloc* in the licence. In Canada, by contrast, terms are divided between a contractual lease, on the one hand, and statutory regulations, which are expressed to govern the lease, on the other. In Norway and Greenland there is a similar division, but it is not clear that the licence or concession itself is contractual in form. In Denmark and Australia there are no regulations, only legislation and licences (in the case of Denmark, a single licence) granted under the authority of that legislation. While in Australia the essential terms are all contained in the legislation itself, in Denmark they are contained in the licence, though this repeats certain provisions contained in the legislation and which that legislation requires to be included in the licence. In neither case, however, is the licence expressed to be a contract" (1981, p. 9-10).

Federal, discutiu-se a constitucionalidade do artigo 26 da Lei 9.478/97, o qual atribui à empresa contratada para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo, pelo sistema de concessão, a propriedade do produto da lavra, isto é, do petróleo extraído, mediante o pagamento das participações governamentais devidas.

Argumentou-se que referido dispositivo legal feria o artigo 177 da Constituição Federal, que conferia à União o monopólio do exercício das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil, de modo que, mesmo após a Emenda Constitucional n. 9/95, em face da manutenção da expressão monopólio no texto constitucional, o ente público apenas poderia contratar empresas públicas ou privadas para a execução de tais atividades, sem, contudo, atribuir-lhes o produto da lavra.

Antes, porém, de ingressar na análise dos argumentos constantes do julgamento, tanto por aqueles que defendiam a inconstitucionalidade do dispositivo, como por aqueles que sustentavam a sua conformidade com o texto constitucional, é conveniente que se faça uma breve exposição acerca dos artigos constitucionais que foram objeto de debate, de modo a facilitar a compreensão da questão.

No Brasil, o exercício das atividades de exploração e produção de recursos minerais (pois o legislador constituinte considerou o petróleo como uma espécie de recurso mineral) encontra-se regulado desde a Constituição Federal, perpassando por diversas leis ordinárias, até uma série de atos infralegais – decretos, portarias, regulamentos etc. Na Constituição de 1988, o tema foi tratado nos artigos 176 e 177, versando o primeiro sobre o regime geral aplicável a todos os minérios, e o seguinte contendo regras que concernem exclusivamente ao petróleo.

Neste sentido, dispôs-se no artigo 176 que a realização das atividades de pesquisa e lavra de minérios em geral somente poderá se dar mediante autorização ou concessão da União, ente público que detém a propriedade desses recursos enquanto se encontrem aderidos ao solo, na forma de depósito, jazida ou campo, assegurando-se ao concessionário, contudo, a propriedade do produto da lavra. Segundo o texto constitucional, determina-se ainda que as atividades em questão devem ser exercidas em conformidade com o interesse nacional, somente por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sede e administração no país, na forma da lei.

Com relação ao petróleo, o artigo 177 atribuiu-lhe tratamento jurídico específico ante os demais recursos, não só no que se refere ao exercício das atividades de exploração e produção, mas também de refino, importação, exportação e transporte. No texto original da Constituição, tais atividades somente poderiam ser exercidas pela União, em regime de

monopólio, sendo expressamente vedada, em conformidade com a regra contida no antigo parágrafo 1º do artigo 177, a concessão de qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, a qualquer ente público ou privado, ressalvados aqueles especificados na própria Constituição.

No entanto, com a Emenda Constitucional n. 9/95, o regime jurídico aplicável às atividades de exploração e produção de petróleo foi profundamente alterado, passando a União a poder contratar, nos termos da nova redação dada ao parágrafo 1º do artigo 177, empresas estatais ou privadas para a execução das atividades mencionadas, "observadas as condições estabelecidas em *lei*" (grifos nossos).

A lei a que se refere o dispositivo constitucional é justamente a Lei 9.478/97[25], cujo artigo 26, ao qual foi feita alusão, dentre outros, teve sua constitucionalidade questionada pelos seguintes argumentos:

(i) a manutenção da expressão monopólio, no *caput* do artigo 177, ao lado da possibilidade de contratação de empresas públicas e privadas para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo, deveria ser entendida no sentido de que se flexibilizou o monopólio da atividade, sem que, com isso, fosse alterado o monopólio da União sobre a propriedade do petróleo, que não poderia ser alienado.

(ii) O comando estatuído no artigo 176 da Constituição, segundo o qual o concessionário teria direito ao produto da lavra, representaria uma regra geral aplicável a todo e qualquer tipo de recurso natural, ao passo que o artigo 177 conteria disposições especiais aplicáveis somente ao petróleo, o qual não poderia ser alienado ao concessionário após a sua extração, em virtude da manutenção do monopólio da União sobre a propriedade desse bem.

Atribuindo razão ao primeiro argumento, posicionou-se o Ministro Marco Aurélio pela inconstitucionalidade do artigo 26, de acordo com os seguintes motivos expostos em seu voto:

[25] Atualmente, outras normas regulam, ao lado da Lei n. 9.478/97, o artigo 177 da CF, quais sejam: Lei n. 12.351/2010, que instituiu o contrato de partilha da produção, Lei n. 12.304/2010, que criou a PPSA para gerir os contratos de partilha e Lei n. 12.276/2010, que criou o contrato de cessão onerosa.

> Ora, **se o monopólio previsto na Carta da República se fizesse no sentido da Lei n. 9.478/97, de fato não haveria mais qualquer tipo de monopólio, e sim mera autorização administrativa, porque ao governo caberia tão somente fiscalizar a realização das atividades por particulares**, de modo que tais condutas, desenvolvidas com o fim de atender ao interesse particular, não viessem a ofender o interesse público. Isso, obviamente, nada tem a ver com o conceito de monopólio! Seria interpretar a Constituição Federal a partir da lei, em uma clara inversão de valores hermenêuticos.
> O conceito de monopólio, em sua origem, é de natureza econômica e significa dizer que **alguém possui o controle exclusivo do comércio de certa mercadoria. Poder-se-ia afirmar, admito, que o termo não conduz, necessariamente, ao controle de toda a propriedade do bem, de modo que, mesmo quem detenha a atividade monopolizada, poderá dispor de parte dessa propriedade**.
> Bem diversa, entretanto, é a situação prevista na cabeça do artigo 26 da Lei n. 9.478/97, **por meio da qual se pretende transferir totalmente a propriedade do petróleo aos concessionários. Esse regime não se coaduna com o monopólio estabelecido constitucionalmente, porque retira da União qualquer ingerência sobre a propriedade do bem, passando apenas a regular a atividade comercial exercida pelos particulares**. Repita-se: monopólio não se confunde com autorização administrativa, porque a finalidade daquele é garantir a atuação de acordo com o interesse coletivo, preservando o interesse público, enquanto esta atende a objetivo eminentemente privado (grifos nossos).

Prossegue o Ministro:

> em momento algum houve quebra do monopólio, mesmo porque a própria redação do artigo 177, cabeça, remete a tal fato, norteando o sentido jurídico-constitucional do parágrafo. O controle continua pertencendo à União. Apenas a partir da Emenda Constitucional n. 9, a execução das operações deixou de ser exclusiva da Petrobras, de modo que atualmente **pode ser efetuada por outras empresas, mediante contrato de prestação de serviço.** Eis o sentido da expressão 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 (grifos nossos).

A conclusão a que chega o Ministro Marco Aurélio é a de que a atribuição do produto da lavra ao concessionário tornaria sem sentido a expressão monopólio, contida no *caput* do art. 177, pois como o Estado já teria aberto mão do monopólio da atividade em si, restava-lhe o exercício do monopólio sobre a propriedade do bem. A sua alienação ao particular no momento da sua extração – argumenta – retiraria da União qualquer ingerência sobre a propriedade do bem, passando esta apenas a regular a atividade comercial exercida pelos particulares. Diante de tais considerações, propugna que o único

modelo contratual constitucionalmente autorizado a reger a exploração e produção de petróleo no território brasileiro seria o contrato de serviço.

Na doutrina, o mesmo entendimento é compartilhado por Clève e Martins, para quem "o monopólio de que trata o artigo 177 refere-se à propriedade, implicando exclusividade a titularidade de certo produto ou serviço, ou seja, propriedade de um só" (2004, p. 45). Desse modo, ao garantir a apropriação do recurso extraído pelo contratado, a Lei do Petróleo teria violado o referido comando constitucional.

Ao se referirem à Emenda Constitucional n. 9/95, os autores afirmam que esta não quebrou o monopólio no setor petrolífero, motivo pelo qual uma lei ordinária não poderia fazê-lo. Repisam que, ainda que por hipótese a EC tivesse legitimamente modificado o regime de monopólio, "tal se daria tão somente quanto às atividades da Petrobras, e não quanto à titularidade da União (que engloba, necessariamente, a propriedade sobre o recurso mineral explorado)" (2004, p. 46).

Discordando dos argumentos apresentados, os quais conduziriam à conclusão de que seria inconstitucional a utilização de qualquer modelo contratual no Brasil que remunerasse o contratado por meio da transferência do produto da lavra, o Ministro Eros Grau, seguido pela maioria da Corte, atribuiu interpretação diversa ao conteúdo das normas jurídicas veiculadas por meio dos artigos 176 e 177 da Constituição, baseando-se nas razões abaixo resumidas:

(i) Citando extensa doutrina jurídica e econômica, ensina que o termo monopólio refere-se tão somente à situação em que determinada atividade econômica é exercida por apenas um agente econômico, não havendo que se falar, portanto, em monopólio de propriedade.

(ii) Argumenta que se antes da Emenda Constitucional n. 9/95 a União tinha o dever de exercer diretamente as atividades de exploração e produção de petróleo sob o regime de monopólio, por haver norma constitucional (artigo 177, *caput*) que lhe impunha tal comportamento, após, o seu exercício (do monopólio) passou a ser uma escolha a cargo do legislador ordinário. Assim, tem-se que a manutenção da expressão monopólio no *caput* do artigo 177 – longe de ter perdido sua utilidade − justifica-se por este continuar sendo um caminho possível, a ser adotado pela União, para o exercício das

atividades mencionadas acima, não sendo mais, porém, o único.

Sem dúvidas, a definição precisa do termo monopólio mostrou-se fundamental para a compreensão da questão. Conforme sustentado por Grau em seu voto, tal conceito "não se presta a explicitar características da propriedade, de modo que não cabe aludirmos a monopólio de propriedade". Para tanto, pautou-se pela lição de Fábio Konder Comparato: "o monopólio, portanto, diz respeito a uma atividade empresarial, nada tendo a ver com o domínio e a propriedade". Citou ainda Pontes de Miranda, para quem:

> monopolizar não é desapropriar, nem encampar. Desapropria-se ou encampa-se sem se monopolizar, como se, havendo duas ou mais empresas que exploram determinado ramo de indústria ou de comércio, a entidade estatal desapropria os bens da empresa, ou encampa a empresa, e não se dirige contra as outras. Pode a entidade estatal desapropriar os bens de todas as empresas existentes, sem estabelecer monopólio, isto é, sem proibir que se instalem e funcionem outras empresas com a mesma atividade.

Com base no exposto, partindo da premissa de que o texto constitucional alude a monopólio de atividade, e não de propriedade, conclui o Ministro Eros Grau que "a propriedade do resultado da lavra das jazidas de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos pode ser atribuída a terceiros pela União, sem qualquer ofensa à reserva do monopólio, contemplada no artigo 177 da Constituição", sendo constitucional, portanto, o artigo 26 da Lei 9.478/97.

A interpretação conferida pela Corte ao dispositivo constitucional, de fato, parece a mais acertada. Defender que o termo monopólio, previsto no *caput* do artigo 177, refere-se a monopólio da propriedade seria alargar em demasia o conteúdo da expressão, sedimentada não apenas na doutrina jurídica, mas também na econômica. O próprio Ministro Marco Aurélio reconhece o conceito de monopólio como referente a uma atividade econômica, conforme exposto em seu voto citado acima.

Certamente, o fato de o monopólio sobre as atividades de exploração e produção de petróleo ter perdido o seu caráter impositivo, deixando de ser uma norma jurídica cujo modal deôntico consubstancia uma obrigação, para atribuir-lhe uma permissão, não esvazia o sentido da expressão aposta no *caput* do dispositivo, tanto que, a qualquer momento, a União pode retomar para si a exclusividade no exercício de tais atividades, mediante a edição de Lei Ordinária, respeitadas as obrigações assumidas no regime precedente. Esse é o posicionamento ao qual também se filia Alexandre de Moraes, para quem:

> Não se deve perder de vista que, mesmo a partir da EC 9/95, a União permaneceu com a titularidade do domínio sobre os recursos minerais, inclusive em relação ao petróleo e ao gás natural, conforme já analisado o art. 20, IX, da CF, porém, a nova redação do parágrafo primeiro do art. 177 passou a permitir à União uma opção, qual seja, a possibilidade de escolher entre a manutenção do sistema de pesquisa e lavra atual ou a adoção de um novo sistema, com a consequente contratação de empresas estatais ou privadas, nos termos da lei. [...] Trata-se, pois, de uma nova concepção de monopólio, não mais relacionado à intervenção estatal no domínio econômico com exclusividade no controle dos meios de produção (intervenção por absorção), mas sim relacionado ao monopólio de escolha do Poder Público, que poderá, conforme as normas constitucionais, optar entre a manutenção da pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos por uma só empresa, ou, ainda, pela contratação com empresas estatais ou privadas (2001, p. 163-166).

Da mesma forma, entende Alfredo Ruy Barbosa, para quem após a Emenda Constitucional n. 9/95 a União continuou como titular do monopólio federal, no entanto, passou a deter, paralelamente, "o direito de decidir, a seu critério exclusivo, quem deverá exercer as atividades indicadas no art. 177, *caput*, da Constituição. Isso porque – repita-se – a EC n. 9/1995 extinguiu o monopólio sobre o exercício dessas atividades, mas não sobre as próprias atividades" (2005, p. 24). Em consequência, continua em sua exposição, "por motivos de interesse coletivo ou de segurança nacional, a União poderá manter sob o seu domínio e controle direto o exercício das atividades de exploração e lavra de petróleo e gás, concedendo o exercício exclusivo dessas atividades a uma empresa integrante da Administração Pública Federal" (2005, p. 24).

Diante de todas essas considerações, parece claro que a Constituição atribuiu uma opção ao legislador ordinário, afinal, independentemente de qual regime contratual for adotado, em algum momento, o governo alienará o petróleo a uma companhia pública ou privada. Ainda que se adote o contrato de serviço, defendido pelo Ministro Marco Aurélio como o único autorizado pela Constituição brasileira a reger as relações entre Estado e empresas petrolíferas, após a entrega do recurso extraído ao ente público, este precisará firmar novo contrato, agora contrato de compra e venda, por meio do qual, finalmente, o petróleo será igualmente alienado, mediante o pagamento do preço pelo recurso em dinheiro, que se constituirá em receita pública. No mesmo sentido, ciente de que fatalmente, cedo ou tarde, o petróleo findará por ser alienado, qualquer que seja o modelo contratual adotado, afirma Eros Grau que:

> essas contratações – contratações, note-se bem; não concessões – seriam materialmente impossíveis sem que os contratados da União se apropriassem, direta ou indiretamente, do produto da exploração das jazidas de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos.
> A apropriação direta ou indireta – enfatizo – no quadro das inúmeras modalidades de contraprestação atribuíveis ao contratado, a opção por uma das quais efetivamente consubstancia, como anteriormente afirmado, uma escolha política.

Resta, pois, analisar o segundo argumento defendido em favor da inconstitucionalidade do artigo 26 da Lei do Petróleo. Para o Ministro Carlos Brito, o fato de o artigo 176 da Constituição Federal conter comandos gerais sobre todos os recursos minerais, assegurando ao concessionário a propriedade do produto da lavra, e, logo em seguida, lançar disposições especiais no artigo 177 sobre dois deles (petróleo e gás), estaria a impor um limite ao legislador ordinário, que não poderia deixar de observar a regra específica (a qual vedaria a transferência do produto da lavra), aplicando ao petróleo o mesmo regime conferido aos demais minérios. Para o Ministro, "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 a sua parte especial. Elementar regra de eliminação de antinomia normativa".

Como dito anteriormente, a norma do artigo 177 não veda a transferência do produto da lavra ao contratado logo após a sua extração (característica que informa os contratos de concessão), concedendo um direito de escolha ao governo brasileiro de, a seu critério, alienar ou não o petróleo diretamente ao concessionário. Não fosse essa norma – especial em relação ao artigo 176 –, cairia o petróleo na regra geral instituída pelo artigo 176, de modo que também para este recurso qualquer contratação efetuada pelo Estado visando a sua extração, deveria ser feita pelo regime de concessão, o que não ocorre em nosso ordenamento.

Por fim, com vistas a afastar possíveis dúvidas que possam permanecer sobre o tema, analisam-se também as proposições formuladas por Bercovici, para quem haveria uma regra constitucional implícita segundo a qual, via de regra, todos os recursos minerais seriam inalienáveis, de modo que a regra contida no artigo 176 seria "uma exceção de alienabilidade ao regime jurídico dos bens minerais, por isso expressa constitucionalmente" (2011, p. 295), permanecendo o petróleo sujeito ao dito regime geral. Primeiramente, cabe destacar que não se vislumbra como extrair do texto constitucional um "princípio geral de inalienabilidade dos recursos naturais". Na verdade, há uma regra geral aplicável a todos os recursos minerais prevista no artigo 176, como bem exposto pelo

Ministro Carlos Brito, segundo a qual se confere ao concessionário o produto da lavra. O artigo 177 é que porta regra específica em relação a este, conforme explicado acima. Contudo, ainda que se cogitasse da existência de tal princípio, o artigo 177, tal qual o artigo 176, teria excepcionado o petróleo desse regime, embora de maneira diversa do artigo 176, possibilitando também a sua alienação ao particular, conforme visto acima.

O autor defende ainda que:

> Se, de fato, como entendeu a maioria do Supremo Tribunal Federal, a Emenda n. 9/1995 e a Lei n. 9.478/1997 tornaram aplicável à exploração do petróleo e do gás natural as mesmas regras gerais previstas no artigo 176, especialmente a atribuição da propriedade do produto da lavra ao concessionário, não resta mais nenhuma distinção entre uma concessão de exploração de minérios e uma concessão de exploração de petróleo. Se o produto da lavra é atribuído ao concessionário, qual é a diferença entre uma atividade econômica monopolizada pela União (a exploração de petróleo e gás natural) e uma atividade econômica não monopolizada pela União (a exploração de recursos minerais em geral? (2011, p. 295-296)

Em resposta ao questionamento proposto, afirma-se, mais uma vez: a diferença é que para todos os minérios não há liberdade de escolha para o ente público, estando este proibido de obstar o direito da empresa minerária de se apropriar do produto da lavra logo depois de extraído. Por outro lado, com relação ao petróleo, o ente público continuará livre para, por meio de lei, eleger momento diverso à transferência da propriedade do bem.

3.6 Contratos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil

Com base no exposto, serão abordadas as principais características que informam cada um dos contratos petrolíferos adotados no Brasil. O tema é bastante complexo, pois, conforme será visto, em um único instrumento contratual coexistem negócios jurídicos distintos, cada qual com natureza jurídica própria (por exemplo, acordo de empreitada e de compra e venda no mesmo contrato), cuja diferenciação se mostra essencial para que, nas seções que se seguem, seja possível compreender a natureza das prestações devidas a cada uma das partes, notadamente das receitas auferidas pelo Estado brasileiro com a alienação do petróleo, o que tem sérias implicações na forma como tais recursos financeiros serão classificados nas Leis Orçamentárias e, consequentemente, utilizados por todos os entes federativos.

3.6.1 O Contrato de Concessão

O modelo brasileiro de contrato de concessão, regulado pela Lei 9.478/97, segue, de maneira geral, as regras adotadas internacionalmente neste tipo de contrato. Isto se infere da análise do artigo 26 da referida lei, segundo o qual a empresa concessionária é obrigada a "explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, depois de extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes".

O seu objeto foi definido de maneira mais detalhada na cláusula segunda do modelo de Contrato de Concessão firmado entre a ANP e a contratada na décima rodada de licitação, realizada no ano de 2008, nos seguintes termos:

> 2.1 Este Contrato tem por objeto a execução, pelo Concessionário, das Operações especificadas no ANEXO II – Programa de Trabalho e Investimento, e qualquer outra atividade adicional de Exploração que o Concessionário possa decidir realizar dentro de cada Bloco integrante da Área da Concessão, visando a permitir que Petróleo e Gás Natural sejam produzidos em condições comerciais na Área da Concessão, e no caso de qualquer Descoberta, a Avaliação, o Desenvolvimento e a Produção dos Hidrocarbonetos pertinentes, tudo nos termos aqui definidos.

Veja-se que no modelo brasileiro, como no restante do mundo: (i) a propriedade de todo o petróleo extraído é transferida ao contratado no momento em que passa pela boca do poço; e (ii) o Estado opta por receber o resultado contratado integralmente em pecúnia, por meio dos *royalties* e participações especiais, conforme está previsto no artigo 45 da Lei do Petróleo.

Tanto os *royalties* como as participações especiais são obrigações de resultado, apurados numa porcentagem sobre a produção de petróleo e gás natural em cada campo.

O Decreto n. 2.705/98, que regulamentou a Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), definiu-os da seguinte maneira: "art. 11. Os *royalties* previstos no inciso II do art. 45 da Lei 9.478, de 1997, constituem 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, vedada quaisquer deduções". Por sua vez, de acordo com o artigo 21, "a participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei 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".

Uma análise mais detalhada de ambos, sobretudo com relação a sua natureza jurídica, será feita no capítulo seguinte.

No que tange ao momento exato em que a propriedade do bem é transferida, consta na cláusula 11.2 do mesmo modelo citado acima, que "o concessionário receberá e assumirá, no Ponto de Medição da Produção, a propriedade dos volumes de Petróleo e Gás Natural", o qual deve vir especificado em cada contrato firmado.

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

3.6.2 O Contrato de Partilha

A partir da publicação da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010[26], a contratação

[26] A introdução do modelo de partilha da produção no Brasil foi justificada na Exposição de Motivos n. 38 do Projeto de Lei n. 5.938/2009, nos seguintes termos: "O anúncio da descoberta de grandes quantidades de petróleo e gás em nova província petrolífera, denominada Pré-Sal, na Bacia de Santos, no ano de 2007, levou

de empresa ou consórcio de empresas para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil, nas áreas do pré-sal ou naquelas consideradas estratégicas, deverá se dar por meio de contrato de partilha da produção, a ser firmado com a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia, e gerido pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), empresa pública instituída pela Lei 12.304/2010 para tal finalidade.

Segundo a Lei 12.351/2010, a contratação de empresa para o desempenho das atividades de exploração e produção de petróleo pode ser feita de maneira direta com a Petrobras, dispensada a licitação, ou mediante processo licitatório, na modalidade leilão (art. 8º, I e II), do qual poderão participar empresas privadas interessadas em formar consórcio com a companhia estatal. Em todo caso, em conformidade com o que dispõe o artigo 4º, a Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada, a este título, participação mínima no consórcio de 30%. Caso deseje ampliar a sua participação no consórcio, a Petrobras deverá igualmente participar do processo licitatório (art. 14).

No modelo brasileiro – e com base no já exposto no tópico anterior, acerca da natureza dos contratos de E&P – a empresa petrolífera é contratada pelo Estado que visa à extração do petróleo armazenado no subsolo, para o que a contratada deverá desempenhar uma série de atividades coordenadas de modo a cumprir o resultado esperado, entregando a

---

o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE a emitir a Resolução nº 6, de 8 novembro de 2007, que, então, determinou a exclusão da 9ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis − ANP de quarenta e um blocos situados nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos.

3. Tal exclusão decorreu do fato de os blocos estarem dentro da nova província, apresentando grande potencial para novas descobertas, o que levou o Governo a avaliar a necessidade de mudanças, no atual marco legal, destinadas a contemplar este novo paradigma na exploração e produção de petróleo e gás natural, de modo a aumentar o controle e a participação da União nos futuros empreendimentos e, ao mesmo tempo, respeitar os contratos de concessão vigentes. 4. Portanto, considerando o novo contexto, mostrou-se evidente que o atual marco regulatório firmado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo – não é suficiente para permitir, em vários sentidos, o adequado aproveitamento das reservas descobertas na nova província petrolífera do Pré-Sal. O marco regulatório vigente, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, foi fundamentado nas premissas que levaram à promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995. Assim, disciplinou-se a possibilidade de a União contratar as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, existentes no território nacional, por meio de concessão, a serem desenvolvidas por empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

5. O referido marco legal foi concebido de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezenove dólares e o risco exploratório era considerado elevado. [...]

Testes indicaram a existência de grandes volumes de óleo leve de alto valor comercial (30 graus API), com grande quantidade de gás natural associado. Trata-se de áreas nas quais são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades, o que determina a necessidade de marco regulatório coerente com a preservação do interesse nacional, mediante maior participação nos resultados e maior controle da riqueza potencial pela União e em benefício da sociedade".

parcela do óleo que cabe ao ente público, remunerando-se com o restante da produção.

Diferentemente do que ocorre no contrato de concessão, a empresa não adquire a propriedade do óleo extraído de maneira automática após a sua passagem pela boca do poço, mas em momento posterior a ser definido no contrato, chamado de ponto de partilha (art. 2º, XI, Lei 12.351/2010).

A remuneração devida à companhia petrolífera pelo trabalho prestado é feita pelo que a lei chamou de "custo em óleo" e pela "parcela do excedente em óleo". O custo em óleo, de acordo com o inciso II, art. 2º da Lei 12.351/2010, é a "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".

O excedente em óleo, por sua vez, corresponde à parcela da produção de petróleo a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos no contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando o bloco se localizar em terra, à participação dos seus proprietários, equivalente a até 1% do valor da produção (art. 2º, III; e art. 43 da Lei 12.351/2010).

Após o recebimento da parcela do óleo devida por cada uma das partes, deverão elas agora realizar contrato de compra e venda desse recurso, estando a União sujeita às regras impostas pelo artigo 45 da Lei do Contrato de Partilha, analisadas a seguir.

Contudo, a forma como o governo brasileiro optou por perceber o resultado contratado da companhia petrolífera, no modelo de partilha da produção, difere do que comumente se pratica na experiência internacional, pois, enquanto em sua forma mais usual o Estado recebe o resultado pretendido integralmente em óleo, para, em seguida, comercializá-lo, por exemplo, com refinarias, por meio de outro instrumento contratual, no modelo brasileiro há um sistema misto. Opta o Estado por receber parte em óleo – a parcela do excedente em óleo acima referida – e parte já convertida em pecúnia, por meio de negócio jurídico de compra e venda inserto no próprio contrato de partilha, pelo que a empresa contratada pagará um preço à União, chamado de *royalty*, adquirindo a propriedade do petróleo correspondente.

O valor dos *royalties* aplicável aos contratos de partilha foi definido em 15%, incidente sobre a produção total, a ser pago à União, que deverá efetuar o repasse de parte desses recursos a Estados e Municípios, permanecendo o restante na Conta Única do

Tesouro, para ser transferido aos órgãos da administração federal direta, conforme os limites estipulados na Lei Orçamentária da União.

As cláusulas essenciais a serem observadas no contrato foram elencadas no artigo 29 da Lei 12.351/2010, dentre as quais constam: (I) a definição do bloco objeto do contrato; (II) a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção; (III) o direito do contratado à apropriação do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial; (IV) 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; (V) os critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo; (VI) as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido segundo o disposto no art. 18; (VII) o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; (VIII) o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão (XII); os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos; (XIII) os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para a reversão de bens; (XIV) as regras sobre solução de controvérsias, que poderão prever conciliação e arbitragem; (XV) o prazo de vigência do contrato, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, e as condições para a sua extinção; (XVI) o valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura.

3.6.3 O Contrato de Cessão Onerosa

O terceiro e último instrumento contratual utilizado pelo Estado brasileiro visando a explotação do petróleo presente no seu subsolo é o recém-criado contrato de cessão onerosa. Na verdade, essa é uma forma peculiar de contrato petrolífero, como explica Viegas:

> A cessão de direitos à Petrobras não se enquadra nem no regime de concessão, nem no de partilha de produção. Por um lado, não se enquadra no regime atualmente vigente de concessão, pois não há previsão de

> processo de licitação e não prevê cobrança de bônus de assinatura e de participação especial. Por outro lado, a cessão não é enquadrada no regime de partilha da produção, pois o óleo extraído será da Petrobras, e não compartilhado com a União (2010, p. 7).

Dada a sua singularidade, inclusive com relação ao que é praticado internacionalmente, será feita uma análise mais detalhada do tema, explicitando, além dos contornos jurídicos desse "novo contrato", as razões que levaram à sua criação e as obrigações impostas a cada uma das partes.

É sabido que a descoberta do pré-sal provocou uma reformulação das estruturas jurídicas que até então regiam as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil. Elevou-se profundamente a participação da Petrobras no desenvolvimento dessas atividades, o que, ao tempo que a fortaleceu como empresa, lhe impôs grandes desafios[27], que exigem o investimento de cifras extremamente altas.

Visando capitalizar a Petrobras, dotando-a dos recursos necessários para levar a cabo a produção de petróleo na região do pré-sal, decidiu-se por realizar oferta pública de ações da empresa[28], aprovada pelo seu Conselho de Administração em 1º de setembro de 2010. Segundo Francisco José Rocha de Sousa, esta operação 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", resultando, em 1º de outubro de 2010, no aumento do seu capital na ordem de R$ 120,25 bilhões (SOUSA, 2011, p. 12).

Ao comentar a estratégia utilizada, Paulo Roberto Alonso Viegas afirma que:

> a operação de capitalização leva a Petrobras a emitir novas ações, cuja negociação resulta no aumento de seu Ativo e de seu Patrimônio Líquido, conferindo-lhe robustez e capacidade financeira para explorar o petróleo do pré-sal. Destaca-se que esse aumento de tamanho permitirá à estatal um maior endividamento, que lhe permita explorar, num primeiro momento, as reservas relativas à própria cessão onerosa de direitos de

[27] Sobre os desafios tecnológicos que envolvem a exploração e produção de petróleo na área do pré-sal, ver texto elaborado pela Petrobras, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/uma-nova-fronteira/>. Acesso em: 8 de maio de 2012.

[28] Conforme informação divulgada pela Petrobras, "foi protocolado na CVM, em 3 de setembro de 2010, o pedido de registro de oferta pública de distribuição primária de 2.174.073.900 novas ações ordinárias ("Ações Ordinárias") e de 1.585.867.998 novas ações preferenciais ("Ações Preferenciais" e, conjuntamente com as Ações Ordinárias, "Ações") de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, incluindo sob a forma de American Depositary Shares ("ADS"), representados por American Depositary Receipts ("ADR"), todos livres e desembaraçados de quaisquer ônus ou gravames, a ser realizada simultaneamente no Brasil e no exterior ("Oferta Global" ou "Oferta")" (PETROBRAS, 2010).

> exploração. Tal exploração, por sua vez, deverá ser importante geradora de caixa futuramente (provavelmente a partir de 2016), contribuindo para a ampliação da capacidade das empresas de se financiar, visando à continuidade da exploração do pré-sal (2010, p. 6).

A ampliação do capital da Petrobras, por meio de oferta global de ações, além de ter por objetivo aumentar sua disponibilidade financeira, propiciou o aumento da participação da União no seu capital social, que passou de 39,8%, para 48,3% (SOUSA, 2011, p. 13).

Tendo em vista que a integralização das suas ações, bem como a aquisição de outras como forma de aumentar a sua participação no capital social da empresa, exigia um aporte financeiro substancial por parte da União, e que este ente não dispunha de recursos financeiros livres no seu orçamento no montante necessário para tal finalidade, o governo brasileiro decidiu utilizar como moeda de troca as reservas de petróleo contidas no subsolo. Estas, constituindo-se em ativos, são passíveis de valoração econômica negociável, o que, inclusive, é feito de maneira frequente por empresas petrolíferas. Contudo, como bem exposto por Francisco José Rocha de Sousa, porquanto a Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (a Lei das Sociedades Anônimas) não permite a revisão do valor de bens utilizados com esse propósito, "a União não poderia utilizar, de forma direta, os direitos de explorar e produzir petróleo e gás natural em área do Pré-sal para integralizar sua participação na oferta pública de ações da Petrobrás" (2011, p. 14). Por esse motivo, em lugar de transferir diretamente seus ativos para a Petrobras em troca do aumento no seu capital, precisou firmar simultaneamente com a estatal uma outra operação, chamada de cessão onerosa, regida pela Lei 12.276/2010.

Obedecendo ao disposto nesta norma, em 3 de setembro de 2010 a União firmou com a Petrobras contrato por meio do qual cedeu à estatal 5 bilhões de barris equivalentes de óleo, relacionando as seis áreas definitivas onde deverá ocorrer a extração (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi), além de uma contingente (Peroba), em troca do pagamento de R$ 74.808 bilhões[29], equivalentes na ocasião a US$ 42.533 bilhões (pagos na assinatura do contrato).

Do montante total recebido pela União, R$ 42,9 bilhões foram utilizados para

[29] "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" (SOUSA, 2011, p. 9).

financiar o aumento/integralização de sua participação no capital da Petrobras, "tendo a parcela restante (R$ 21,9 bilhões) servido para reforçar o superávit primário do governo central" (SOUSA, 2011, p. 10).

Ao analisar a legislação que regulou a cessão onerosa, bem como o próprio instrumento contratual firmado entre as partes, pensa-se haver imprecisões graves sobre o que de fato foi objeto de negócio jurídico entre a União e a Petrobras. Como afirmado anteriormente, a estatal brasileira pagou à União o montante de 74.808 bilhões de reais, devidos, de acordo com a cláusula segunda do contrato de cessão onerosa, em contraprestação à aquisição de um direito de "exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos localizados na área do Pré-Sal". Referida cláusula contratual guarda consonância com o disposto no artigo 1º da Lei 12.276/2010, no qual se buscou definir o objeto do contrato da cessão onerosa:

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

Na cláusula segunda do contrato em questão, tal objeto foi detalhado nos seguintes termos:

> **CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO**
> **2.1. Este contrato tem por objeto a cessão onerosa, à Cessionária, do exercício das atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos localizados na Área do Pré-Sal.**
> 2.2. O exercício das atividades referido no parágrafo 2.1 é limitado à produção de 5 (cinco) bilhões de Barris Equivalentes de Petróleo ("Volume Máximo"), nos termos do § 2o do art. 1o da Lei no 12.276, de 2010.
> 2.3**. Como contraprestação pela Cessão Onerosa prevista no parágrafo 2.1, a Cessionária se obriga a efetuar o pagamento do Valor do Contrato à Cedente**, na forma e prazo estabelecidos pela Cláusula Quarta deste Contrato (grifos nossos).

A doutrina sobre o tema tem se posicionado também de maneira unânime no sentido de que o objeto do contrato refere-se à transferência de um direito de exercício das atividades de E&P (SOUSA, 2011) e (VIEGAS, 2010). Contudo, a compreensão exata do objeto transacionado por meio do contrato de cessão onerosa é mais complexa do que a

análise dos referidos excertos, separada do restante dos termos do contrato, leva a crer em um primeiro momento.

Como bem exposto por Pontes de Miranda[30], a reserva estatal do direito de autorizar ou conceder a exploração e lavra de recursos minerais (incluído o petróleo) foi concebida como uma forma de limitar o exercício do direito de propriedade do particular sobre esses bens, que, repise-se, eram de propriedade deste, não do Estado. Com a posterior transferência ao patrimônio público desses bens, perdeu-se o sentido original para o qual tais instrumentos foram criados, de limitação ao exercício da propriedade privada, tornando-se – com referência especificamente aos contratos petrolíferos − um mecanismo jurídico por meio do qual o Estado contrata empresa pública ou privada para extrair o petróleo de sua propriedade. Entretanto, essa nova concepção de que se reveste o instituto da concessão petrolífera *lato sensu* (contratação de empresas para a exploração e produção de petróleo por qualquer uma das modalidades contratuais possíveis) não tem sido bem compreendida, fazendo-se necessário que a relação jurídica que se forma entre Estado e empresa petrolífera seja analisada sob um ângulo diverso do atual. Deve-se entender que a empresa não está pagando um preço para usar o petróleo pertencente ao Estado; este é que está a remunerá-la pelo trabalho prestado.

Não faz sentido algum que uma empresa petrolífera pague pelo simples exercício de um direito de exploração e produção. A mera prática dessas atividades, por si só, não lhe atribui qualquer vantagem. O que levaria uma companhia a pagar por um direito de explorar e produzir petróleo, levar a cabo tais atividades, e posteriormente entregar o resultado da produção ao Estado? Onde estaria a comutatividade deste contrato? Seria o mesmo que afirmar que uma empresa deve pagar pelo direito de construir um prédio encomendado por um ente público, ou por ter o direito de lhe fornecer um bem ou um serviço, enfim, pagar pelo direito de contratar com a Administração Pública. Ora, sociedades civis têm interesse de contratar com o Estado, assim como com outros entes privados, pois visam realizar negócios com estes. A atribuição de um direito de explorar e produzir petróleo é apenas meio pelo qual a União instrumentaliza o contratado para atingir o resultado visado, que é a extração do petróleo, assim como faz quando atribui a uma construtora o direito de construir, sobre um terreno seu, um prédio público que tenha

[30] "Ao estatuir que o aproveitamento das quedas de água já utilizadas industrialmente na data da sua promulgação não dependia de concessão ou de autorização, como também a "exploração das minas em lavra, ainda que transitoriamente suspensa", de modo nenhum se referia à propriedade: referia-se à atividade *iniciante* e *fiscalizadora* do Estado, ao princípio da autorização ou concessão da mina. Esse princípio *limita* o conteúdo do direito de propriedade" (1954, TOMO II, p. 107).

contratado.

Como exposto anteriormente, quando a ANP deseja obter dados sobre a potencial existência de petróleo em uma determinada região, ela contrata empresa para tal finalidade, remunerando-a pelo serviço prestado. Caso um Estado que adota o modelo de *contract services* acorde com empresa petrolífera a extração do petróleo de sua propriedade, pagar-lhe-á um preço pelo resultado proporcionado. No contrato de partilha da produção e no contrato de concessão, a empresa é remunerada com o óleo *in natura*, havendo em ambos, concomitantemente, negócio jurídico de compra e venda de petróleo inserto no contrato. No entanto, embora firmem o acordo de compra e venda no ato de assinatura do contrato, o qual desde então é tido como perfeito e acabado[31] – repise-se, negócio jurídico distinto da empreitada contratada −, tanto a obrigação de pagar, a cargo da empresa, como a de transferir a propriedade, devida pelo Estado, são pactuadas nestes contratos para que sejam efetuadas em momento diverso. Na concessão, a transferência da propriedade, efeito real do negócio jurídico de compra e venda, se dá no momento em que o petróleo passa pela boca do poço, ao passo que o correspectivo preço – os *royalties lato sensu* – deve ser pago posteriormente, no momento assinalado no contrato. No contrato de partilha da produção, a transferência da propriedade, como dito, se dá no ponto de partilha, especificado no contrato, assim como o do pagamento dos *royalties*.

Com base em tais premissas é que se pode afirmar que o montante pago pela Petrobras à União no dito contrato de cessão onerosa, após uma análise sistemática deste instrumento negocial, não corresponde simplesmente a um direito de exercício das atividades de exploração e produção. Constitui-se no preço devido pela Petrobras em contraprestação à venda do petróleo pela União. Contudo, neste contrato petrolífero, o momento do pagamento do preço foi acertado para ser efetuado em parte no ato de assinatura do contrato, e o restante posteriormente, por ocasião do pagamento dos *royalties*, diferindo, portanto, do que se pratica no contrato de concessão e de partilha da

[31] Para uma melhor compreensão disso, veja-se o que ensina Pontes de Miranda sobre o negócio jurídico de compra e venda: "A conclusão do contrato resulta do acôrdo do consenso**. Concluso o contrato de compra-e-venda, há a vinculação, que é o efeito mínimo, e a irradiação posterior de efeitos. [...] Basta a assinatura do comerciante abaixo das cláusulas, ou com a expressão "de acôrdo", ou outra semelhante, para se ter como concluído o contrato**. [...] A simultaneidade, no que se refere à compra-e-venda e à tradição, com a transmissão da propriedade, de modo nenhum traduz a correspondência entre a compra-e-venda e a sua consequência prestacional. Na compra-e-venda, com entrega imediata, ou simultânea, o que há é a simultaneidade de dois negócios jurídicos, o da compra-e--venda e o da transferência (acôrdo ou acôrdos de transmissão). Nunca, por si só, o contrato de compra-e-venda transfere, simultânea ou imediatamente, a propriedade e a posse. Para que isso se dê é preciso que tenha havido o acôrdo ou os acôrdos de transmissão, explícitos ou implícitos" (1972, TOMO XXXIX, p. 13, grifos nossos).

produção (em que o pagamento do preço é efetuado integralmente após a extração). De todo modo, nos três casos (contrato de concessão, de partilha da produção e de cessão onerosa) ocorre um negócio jurídico de compra e venda de bem futuro. Sobre o tema, lança-se mão, mais uma vez, das elucidativas lições de Pontes de Miranda:

> Se o bem ainda não existe, não é isso obstáculo a que seja comprado e vendido. O contrato de compra-e-venda é consensual, por ele, promete-se. Tanto se pode prometer o que já existe como se pode prometer o que ainda não existe. Nada obsta, sequer, a que se acorde em que **a propriedade e a posse se transferirão imediatamente após a existência do bem vendido**. Não há a transferência da posse e da propriedade do que ainda não é *in rerum natura.* Porém nada obsta a que se prometa tal transferência e se acorde, desde logo, em que momento a propriedade e a posse serão transferidas. Prenhe a égua, nada impede que se venda e desde já se transfiram a propriedade futura e a futura posse do poldro que pode nascer (e é provável que nasça) - Nos casos em que o bem vendido está inserto em outro, como os frutos, estabelece a existência do bem determinado e a propriedade e a posse se transferem conforme o acordo de transmissão. A existência do bem e a sua existência autônoma são dois conceitos diferentes: o fruto, inclusive o animal concebido e não nascido, existe, porém ainda não existe autonomamente. De qualquer modo, a compra-e-venda de bem futuro, como a de bem futuramente autônomo, já se perfaz com as declarações bilaterais de vontade; e nada obsta a que o próprio acordo de transmissão da propriedade e da posse se conclua para a eficácia no momento adequado, ou mesmo escolhido. [...] A *emptio spei* vale e é eficaz. Uma vez que mais se prestou relevância à esperança do que à coisa (em vez da *emptio rei speratae,* tem-se a *emptio spei),* o comprador tem de pagar o preço mesmo se o bem não vem a existir, ou se nasce sem vida. O comprador levou em conta, para o preço, a probabilidade de êxito (1972, TOMO XXXIX, p. 19, grifos nossos)

A compreensão disso se torna cristalina quando se observam as demais cláusulas contidas no contrato. A princípio, bastaria a análise do seu anexo II para extirpar qualquer dúvida acerca do seu objeto, pois nele se encontram discriminados em uma tabela o volume de petróleo a ser extraído de cada um dos blocos cedidos, o valor do barril de petróleo extraído do respectivo bloco, e o valor total pago na cessão por cada bloco. Tome-se a título exemplificativo o bloco de Florim. Neste, autorizou-se a extração de um volume de 467 milhões de barris de óleo equivalentes, cujo barril foi avaliado em 9.0094 dólares, sendo devido por este campo o pagamento do montante de U$ 4.207.389.800,00. Ao final da tabela, tem-se o valor total pago pela Petrobras no contrato de cessão onerosa, como resultado da soma pelo pagamento de cada barril de petróleo enterrado, em cada uma das áreas mencionadas no contrato.

Além disso, a cláusula trigésima segunda, que versa sobre a extinção do contrato

pelo cumprimento do objeto, dispõe que:

> **Extinção pelo Cumprimento do Objeto**
> 32.1 Extingue-se, de pleno direito, a cessão do exercício de pesquisa e lavra de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos, na Área do Contrato, com a Produção do volume de Barris Equivalentes de Petróleo previsto no parágrafo 2.2 e Anexo II – Volumes e Valores da Cessão Onerosa.

Onde está escrito "extingue-se, de pleno direito, [...] com a produção do volume de barris equivalentes", leia-se: com a produção e consequente transferência da propriedade, que se dará no momento em que o petróleo passa pela boca do poço, em conformidade com o parágrafo 1º, artigo 1º da Lei 12.276/2010, mediante o pagamento do restante do preço à União, a título de *royalties*, correspondente ao resultado da extração, convertido em pecúnia, que cabe ao ente público.

Diante de tais considerações, constata-se a inadequação da expressão "cessão onerosa" para designar o negócio jurídico firmado entre a União e a Petrobras, uma vez que ao fim e ao cabo, o que de fato ocorreu foi um negócio jurídico de compra e venda de petróleo.

De todo modo, a falta de técnica no nome atribuído ao contrato não traz consequências práticas importantes ao mundo do direito, desde que se reconheça a sua natureza, como bem expôs Pontes de Miranda sobre o tema:

> COMPRA-E-VENDA E CESSÃO. Conforme temos dito, os regimes jurídicos da compra-e-venda *stricto sensu,* da compra-e-venda *lato sensu* e da compra-e-venda *latissimo sensu* tinham de ser diferentes. A cessão de créditos, a cessão de direitos que não são creditórios, nem de domínio, nem de posse, e a compra-e-venda de bens corpóreos ou incorpóreos suscetíveis de domínio e de posse, não cabem no mesmo quadro jurídico rígido. [...] **na prática, a troca dos nomes (compra-e-venda, cessão) é sem relevância. O intérprete tem de examinar o caso para saber de que espécie de negócio jurídico oneroso se trata** (1972, TOMO XXXIX, p. 151, grifos nossos).

4 DA RECEITA PÚBLICA ORIUNDA DA ALIENAÇÃO DO PETRÓLEO NO BRASIL

4.1 Notas introdutórias

Como explicado anteriormente, tem-se que, qualquer que seja o modelo contratual adotado, ao fim e ao cabo, o resultado visado pelo Estado ao contratar uma empresa petrolífera será sempre o mesmo: a extração do petróleo. É irrelevante se irá optar por receber todo o petróleo *in natura*, e remunerar a empresa em pecúnia (contrato de serviço); por apenas uma parcela da lavra, remunerando a companhia com uma parcela da produção (contrato de partilha da produção); ou se optará por receber sua parte integralmente convertida em moeda, apropriando-se o contratado de todo o petróleo explotado (contrato de concessão).

Em todo o caso, depois de extraído o petróleo, poderá o Estado auferir receitas públicas com a sua comercialização, seja por meio de contrato de compra e venda, em instrumento apartado daquele firmado com a empresa que explorou e produziu o recurso, seja diretamente com esta, por meio de acordo de compra e venda inserto no contrato de E&P. Nas duas hipóteses, é essencial que se tenha em mente que a receita pública arrecadada terá natureza de preço público, devido em contraprestação à alienação de um bem público.

4.2 Da receita obtida por meio de contrato específico de compra e venda de petróleo

A introdução do regime de partilha da produção no Brasil, como visto, alterou a forma como até então era entregue à União o resultado da produção de petróleo contratado de empresas petrolíferas, deixando de recebê-lo diretamente em dinheiro, mediante acordo implícito de compra e venda constante no contrato de concessão, para auferir parcela do óleo extraído *in natura*.

Como o objetivo final da União é transformar esse recurso natural em receita pública, passível de ser utilizada para o bem-estar da sociedade, após receber a parcela do petróleo que lhe cabe, precisará, agora, aliená-la, recebendo em contraprestação o preço devido por meio de operação de compra e venda. Para tanto, deverá contratar, nos termos do artigo 45 da Lei 12.351/2010, empresa pública ou privada para o exercício da atividade de comercialização de petróleo, a qual estará sujeita à política de comercialização proposta

pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ao Presidente da República, segundo determinação do artigo 9º, VI e VII, Lei 12.351/2010.

A competência para contratar empresas comercializadoras de petróleo foi atribuída pela Lei 12.304/2010, artigo 4º, à Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA). Esta, representando a União, deverá praticar quaisquer atos necessários à gestão desses contratos, verificando o cumprimento, pelos contratados, da política de comercialização de petróleo imposta pela União, bem como "monitorar e auditar as operações, os custos e os preços de venda de petróleo" (art. 4º, II, alíneas a, b e c).

Destaque-se que cabe à PPSA, apenas, firmar e gerir os referidos contratos, sendo-lhe expressamente vedado, por força do parágrafo único do artigo 2º da Lei 12.304/2010, executar direta ou indiretamente atividades de compra e venda de petróleo.

Desse modo, para a contratação de agente comercializador, referida empresa pública poderá, a seu critério, optar por uma das seguintes alternativas: (i) contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação; ou (ii) realizar licitação visando à contratação de empresa pública ou privada para a mesma finalidade. Essa é a regra que se extrai da leitura do artigo 45 da Lei do Contrato de Partilha:

> 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. 9º.
> Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, 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.

Vale esclarecer que a expressão "dispensada a licitação", aposta no *caput*, refere-se não ao contrato firmado entre a PPSA e o agente comercializador, que, obrigatoriamente, deverá ser precedido de procedimento licitatório, quando não for o caso de contratação direta da Petrobras, mas à relação jurídica estabelecida posteriormente entre o agente comercializador e o comprador do recurso − na grande maioria dos casos, refinarias ou grandes consumidores de energia. Assim, especificamente para este contrato, regido por normas de direito privado, é que se tem por dispensada a licitação.

A empresa contratada com a finalidade de comercializar o petróleo da União será remunerada pelo serviço prestado, devendo os valores auferidos com a venda do bem ser integralmente destinados a compor o Fundo Social, analisado adiante, segundo determinação do artigo 46 da Lei do Contrato de Partilha.

Para uma melhor compreensão de como as empresas que comercializam o petróleo no mercado internacional atuam, discorre-se em breves linhas sobre os principais atores desse mercado, os locais e a forma como as trocas são realizadas, bem como os tipos de petróleo comercializados. Tais informações serão relevantes, sobretudo para a análise, feita adiante, dos preços de referência do petróleo utilizados como base de cálculo dos *royalties*. Como há diferenças profundas entre a forma como são negociados o óleo bruto e o gás natural, espécies de petróleo, conforme explicado anteriormente, analisar-se-á um por um, separadamente, iniciando-se pelo primeiro.

O petróleo *stricto sensu* (ou óleo bruto) é uma *commodity* comercializada livremente no mercado internacional, realidade esta fruto de um amadurecimento que se deu sob duras penas, ao longo dos anos, nas relações entre os Estados produtores e consumidores desse recurso, conforme registrado pela Energy Charter Secretariat (ECS):

> The international market was closed to any outsiders, first split between the Seven Sisters under the 1928 Achnacarry Agreement, and, by the end of the 1960s, increasingly dominated by OPEC, especially after re-nationalisation of their resources in the mid-1970's following the end of colonialism in the 1960s. However, the embargo in 1973/1974 and the oil price increases in 1973/1974 and 1979/1980 triggered investment in oil outside of OPEC, the development of new technologies, oil substitution by other energies especially in power generation, more efficient energy use, and substitution of energy by other productive resources, firstly by capital. This finally led to the decrease of absolute volumes of world oil consumption in the early 1980s and to the oil price collapse in 1985/1986, to more competitive structures and finally to a liquid oil market (2007, p. 52-53).

Assim, atualmente, da mesma forma que qualquer outra *commodity*, o petróleo é negociado livremente, seja diretamente entre as partes, seja por intermédio de bolsa de valores, flutuando o seu preço segundo as leis da oferta e demanda.

Segundo a Energy Charter Secretariat, existem aproximadamente 130 espécies de óleo cru ao redor do mundo. Entretanto, o óleo cru em si praticamente não possui utilização direta, necessitando ser refinado para ser consumido, dando origem aos chamados derivados do petróleo, tais como gasolina, óleo diesel, querosene etc. É o valor total dos produtos obtidos a partir do óleo cru (chamado de *gross product worth* ou GPW) que determina o seu valor, ou seja, do ponto de vista das refinarias, o GPW define o limite máximo do preço do óleo cru (2007, p. 68).

Diante dessa ampla variedade de tipos de petróleo, criou-se o que se convencionou chamar de *benchmarks*, isto é, tipos-referência de petróleo, que se destinam a facilitar a sua

comercialização, por meio do estabelecimento de um parâmetro de comparação de óleos de qualidade e localização similar em todo o mundo. Atualmente, as duas principais marcas de referência são o *West Texas Intermediate* (WTI) e o *Brent*.

De acordo com a ECS, o *North Sea Brent* possui todos os critérios vitais para ser um *benchmark*: segurança de fornecimento, diversidade de vendedores e ampla aceitação de refinarias e consumidores. "Embora o *Brent* não seja o maior campo do mar do Norte e tenha enfrentado problemas de produção no passado, este campo satélite proporciona a produção de volumes suficientes para promover a liquidez do comércio no mercado" (2007, p. 70, tradução nossa). Um importante fator que faz do *Brent* a *benchmark* do Mar do Norte refere-se ao fato da sua produção ser repartida entre diversos participantes, não estando concentrada em um único produtor. Por este motivo, *Forties*, cuja produção era dominada pela BP, não se tornou o *North Sea benchmark*, apesar de ser o maior campo de petróleo do mar do Norte, e a sua produção, maior que a do *Brent*.

WTI foi escolhida como espécie de referência para contratos futuros de óleo na *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) em 1983. Afirma-se que apesar de não possuir as características desejáveis para um *benchmark*, uma vez que é produzido em terra, sem acesso direto ao mar, longe dos principais mercados internacionais, e não possuir uma larga produção física, o seu comércio pela NYMEX apresentou grande sucesso. Com a transação de largos volumes, WTI ganhou reconhecimento mundial.

Outro *benchmark* mencionado com frequência é o Dubai, que representa o óleo extraído no Oriente Médio. Dubai se tornou um *benchmark* em virtude da necessidade de uma referência para o petróleo produzido no Oriente Médio e que expressasse um *benchmark* internacional para um óleo pesado e com alto teor de enxofre.

Existem ainda diversas espécies de *benchmarks* regionais, tais como o Tapis (Malásia), Minas (Indonésia), Bonny Light (Nigéria), Urals (Rússia), Marlim (Brasil), além daqueles que compõem o preço de referência da cesta de óleos dos países pertencentes à OPEC: Saharan Blend (Argélia), Minas (Indonésia), Iran Heavy (República Islâmica do Iran), Basra Light (Iraque), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Líbia), Bonny Light (Nigéria), Qatar Marine (Quatar), Arab Light (Arábia Saudita), Murban (UAE) e o BCF 17 (Venezuela).

Com relação à forma como o óleo é transacionado, as empresas que comercializam esse recurso têm as seguintes alternativas: negociá-lo no mercado *spot*, realizar um contrato de longo prazo, ou no mercado financeiro de derivativos, que inclui o mercado futuro e de opções.

As transações *spot*[32] referem-se àquelas com agenda entre 15 e 30 dias para a entrega do óleo. Mercados *spot* não têm necessariamente um local em que se operam as trocas. O termo "mercado *spot*" se aplica a todas as transações *spot* concluídas em uma área onde se verifica um grande número de negociações. Os principais mercados *spot* para o óleo cru são Rotterdam na Europa e Nova Iorque nos Estados Unidos, que possuem suas próprias *benchmarks*: *Brent* e WTI (2007, p. 79).

A desvantagem desse tipo de mercado é que normalmente ele não é muito transparente, pois os termos do contrato e o preço praticado só são conhecidos pelas partes. Contudo, existem publicações que listam os preços praticados, chamadas de *reporting agencies*. As mais famosas delas são Platt's Oilgram (McGraw Hill) e a Petróleo Argus. Para descobrir os preços os jornalistas contatam os vendedores e os compradores do mercado e entrevistam-nos sobre os preços das transações realizadas ao longo do dia (2007, p. 80).

Os negócios firmados por meio dos *forward markets* também se dão segundo regras do livre-mercado, onde as negociações são feitas, assim como no mercado *spot*, diretamente entre as partes envolvidas. Nas *forward transactions*, as vendas são feitas com base em um preço fixo para entrega em uma data futura, cobrindo-se os custos de transporte com a entrega agendada normalmente de um a três meses adiante (2007, p. 80).

Future contracts, por sua vez, são acordos entre duas partes para comprar e vender um ativo em uma data certa no futuro, por um preço também certo. São negociados por intermédio de bolsas de valores, de modo que as duas partes envolvidas na transação não necessariamente se conhecem, havendo características padrão para esses contratos, tais como garantias para as duas partes de que o contrato será honrado (*counter party risk*) (2007, p. 81).

Por fim, há os contratos de longo termo (*long-term contracts*). Eles são amplamente utilizados no comércio internacional de petróleo, correspondendo a mais de 50% das negociações de *crude oil*.

Os países produtores do Oriente Médio que pertencem à OPEC vendem seu óleo exclusivamente para refinarias por meio de contratos de longo prazo. Essa situação é

[32] "Spot transactions take place in a similar manner from one market to another. A buyer who seeks a cargo of crude available within one month contacts different producers and traders working in the area. Negotiations take place normally by telephone. Telephone conversations are recorded in case of disputes. Payment is made thirty days after loading of the ship for crude oil (payment deadlines are normally shorter for petroleum products). Spread trading mechanism governs most crude spot sales, in which negotiation does not centre on the price in absolute terms but on the price differential between the crude traded and the benchmark" (ECS, 2007, p. 79).

similar para o óleo da Rússia, o qual é transportado para as refinarias por dutos exportadores de óleo. A duração desses contratos normalmente é de um ano, renováveis. Para os países produtores, contratos de longo prazo garantem acesso ao mercado para o seu óleo. Refinarias nos países consumidores podem gozar de mais estabilidade no fornecimento de óleos com volume e qualidade certos. Nessas bases, refinarias podem otimizar suas operações comprando volumes residuais no mercado *spot* (2007, p. 72).

Em contraste ao que ocorre com o óleo bruto, o gás não tem se desenvolvido como uma *commodity* global, e apenas nos Estados Unidos – e de maneira mais contida, no Reino Unido – verifica-se um mercado líquido desse recurso.

As propriedades físicas do óleo e o fato de ser relativamente simples transportá-lo e estocá-lo facilitam o surgimento de mecanismos de preços para *commodity* neste setor. Entretanto, tais considerações não se aplicam da mesma forma ao gás natural.

Segundo a ECS, existem características específicas no mercado de gás do Reino Unido e dos Estados Unidos que têm favorecido o desenvolvimento desse recurso como uma *commodity* nesses mercados. "Primeiramente, e mais importante, o desenvolvimento da indústria do gás nesses países foi baseada em recursos domésticos. USA era autossuficiente até o final do século XX. O UK não apenas era autossuficiente, mas era também um exportador de gás até o fim do século" (2007, p. 200, tradução nossa).

Para aqueles mercados que se desenvolveram preponderantemente com base na importação de gás, notadamente GNL (gás natural liquefeito), como a Europa Continental e o Nordeste Asiático, afirma-se que "contratos de longo termo têm sido extremamente importantes e devem ter continuidade. Cláusulas estabelecendo preços nesses contratos têm comumente sido atreladas ao preço do óleo cru ou de seus derivados e, em muitos contratos, está prevista uma revisão regular da forma de estabelecimento do preço" (ECS, 2007, p. 200, tradução nossa). Entretanto, para mercados que historicamente são amplamente autossuficientes e têm reestruturado sua indústria de gás, como ocorre nos Estados Unidos e no Reino Unido, "*short-term contracts* prevalecem e preços baseados no valor do óleo são raros" (ECS, 2007, p. 200, tradução nossa).

Esse cenário se deve ao fato de a Europa Continental, o Japão e a Coreia se caracterizarem por um pequeno número de grandes *players*, todos no setor de gás e de eletricidade, muitos deles constituídos por meio de fusões em uma única empresa de eletricidade e gás.

Do lado dos fornecedores, o pequeno número de *players* explica-se pelo fato de mais de 50% do consumo de gás da Europa depender de três grandes países exportadores:

Argélia, Noruega e Rússia. Além disso, o gás exportado para a Europa provém de gigantescos campos: os russos Yamburg, Urengoy e Medvezhye, e após o ano 2000, também de Zapolyarnoye e Groningen na Holanda, HassiR'Mel na Argélia e Troll na Noruega. O tamanho desses campos resulta na realização de contratos de longo prazo para a exportação de enormes quantidades de gás, na ordem de 5-10 Bcm/por ano, com duração de 20 anos ou mais.

A importação de GNL pelo Japão e Coreia também se baseia na compra de gás de grandes campos produtores – Indonésia, Malásia e Brunei −, os quais são exportados por suas companhias estatais por meio de contratos de longo prazo.

Provavelmente, nos EUA e em UK isso não ocorreu por uma questão geológica, uma vez que nesses países existe um grande número de pequenos a médios campos de gás e ausência de grandes estruturas (2007, p. 99-101).

4.3 Do *royalty lato sensu*

Como visto, a natureza de preço público de que se constitui a receita pública auferida pela União, decorrente da alienação do petróleo, via contrato apartado de compra e venda, é fácil de ser observada, não havendo posições divergentes sobre o tema. Contudo, o mesmo não ocorre quando essa receita é fruto de uma operação de compra e venda contida no próprio contrato de E&P, pago pela mesma empresa responsável pela extração do petróleo por meio do que a legislação chamou de *royalty*.

Dá-se isso porque parte da doutrina continua a tratar as jazidas de petróleo como parte integrante do solo, e o petróleo extraído como fruto deste, para fins de caracterização da natureza dos contratos petrolíferos e da receita pública auferida por meio deles. Por isso, afirmam que os royalties são devidos em contraprestação a um direito atribuído ao particular de *usar o petróleo*, já que a sua extração não extingue aquele que, em tese, seria o bem-mãe, isto é, o solo.

Neste sentido, Fernando Facury Scaff define *royalties* minerários (Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais – CFEM) como uma receita originária do Estado, pois decorreriam da exploração do seu patrimônio minerário e hidráulico. "Sua natureza jurídica é semelhante, mas não idêntica, à da taxa de ocupação, também chamada de laudêmio ou aforamento, que a União cobra pelo uso de terrenos de marinha" (2009, p. 289). Da mesma forma, Heleno Taveira Torres entende que "a entrada do valor da Compensação Financeira no patrimônio público se dá de maneira originária, à medida que

a receita advém da exploração de bem público" (1998, p. 139). O autor ainda explica que "a receita em apreço seria devida pela União, em face do uso do seu patrimônio dominical, que passa a ser pago pelos Concessionários, por expressa disposição contratual" (1998, p. 141).

Segundo Gilberto Bercovici, o *royalty* seria uma retribuição paga em razão do uso do direito de exploração de um recurso natural exaurível, cuja natureza jurídica seria de preço público, uma vez que decorre da exploração do patrimônio do Estado. Como segue:

> a renda minerária, ou *royalty*, é uma compensação ou retribuição paga pelo uso de um direito, no caso, a exploração de um recurso natural exaurível. Neste sentido, concordando com a crítica de Marcelo Gomes de Souza, a terminologia empregada no artigo 20, parágrafo 1º da Constituição não é a mais adequada, pois a contraprestação é proveniente do uso de um bem público[...] A renda obtida com a autorização de pesquisa e a concessão para a exploração de recursos minerais tem natureza jurídica de receita pública originária, pois se trata da exploração de bens públicos. Os bens minerais são da União (artigos 20, IX e 176 da Constituição), portanto a renda obtida não é indenização, nem tributo, por não ser uma receita derivada. Os *royalties* da contraprestação minerária têm natureza jurídica de preço público, decorrente da exploração do patrimônio do Estado. (2011, p. 328-329)

Buscando compreender o sentido dessa palavra, José Roberto Rodrigues Afonso e Sérgio Wulff Gobetti afirmam que "a palavra *royalty* vem do inglês *royal,* que significa *da realeza* ou *relativo ao rei*. Originalmente, era o direito que o rei tinha de receber pagamentos pelo uso de minerais em suas terras" (2008, p. 236).

Assiste razão aos autores Afonso e Gobetti, pois, como já exposto no tópico 3.2, originalmente associava-se a extração mineral ao uso da terra, assim como na agricultura[33], de modo que aquele que a cultivasse – ou extraísse os minérios ali contidos − deveria pagar ao dono da terra um valor pelo seu uso. Essa renda percebida pelo proprietário do solo, segundo o economista David Ricardo, devia-se ao "uso dos poderes originais e indestrutíveis do solo" (RICARDO, 1996, p. 49), que garantiam àquele que o explorava um sobrelucro decorrente da ausência de emprego de capital na produção, como ocorre na indústria, mas de uma força natural.

Contudo, desde os estudos empreendidos por Marshall, passou-se a entender que as conclusões formuladas por Ricardo acerca das rendas obtidas pelo proprietário do

[33] "For most of the century after the revolution, the mineral disposal methods were deliberate extensions of agricultural soil-disposal methods (such as those that became defined in the Preemption Act of 1841 and the Homestead Act of 1862)" (SCOTT, 2008, p. 204).

solo prestavam-se apenas para explicar a natureza daquelas decorrentes do cultivo de recursos naturais renováveis. Isso foi reconhecido pelo próprio idealizador da "renda ricardiana", conforme relata Henry Steele:

> Ricardo himself has emphasized that payments of the latter type are not in the nature of Ricardian rent, which refers only to payments for the use of the original and indestructible powers of the soil. Such powers are non-depletable and non-augmentable, whereas individual mineral deposits are by definition depletable (1967, p. 235).

Segundo Marshall, as rendas percebidas pelo proprietário do solo, pagas por aquele que obteve o direito de cultivá-lo, seriam "parte de uma renda constantemente repetida, enquanto a produção das minas é meramente uma apreensão dos seus tesouros acumulados. O produto do campo é algo diverso do proveniente do solo, pois o campo, se bem cultivado, guarda a fertilidade. Mas o produto da mina é parte da própria mina" (1996, p. 229). Assim, continua em oposição ao pensamento de Ricardo:

> Em outros termos, a oferta dos produtos da agricultura e da pesca é uma corrente perene; as minas são como que reservatórios da Natureza. Quanto mais rápido um reservatório se exaure, maior o trabalho de esvaziá-lo; mas, se um homem o esgotasse em dez dias, dez homens o fariam em um dia, e uma vez esgotado, nada mais dará. Assim as minas que estão sendo abertas este ano poderiam muito bem ter sido abertas há muitos anos: se os planos tivessem sido assentados com antecedência, dispostos para o serviço, o capital e o pessoal necessários, dez anos de suprimento de carvão poderiam ser obtidos em um ano, sem nenhuma dificuldade maior. E desde que um veio esgotou o seu depósito, não mais produzirá. Essa diferença é ilustrada pelo fato de que a renda da mina é calculada segundo um princípio diferente do que se aplica à de uma fazenda. O agricultor contrata devolver a terra tão rica quanto recebeu: uma companhia mineira não pode fazer o mesmo; e, enquanto a renda paga pelo agricultor é calculada por ano, a renda da mina consiste principalmente em royalties que são cobrados em proporção das quantidades extraídas dos depósitos naturais (1996, p. 229)

Steele explica que em contraste com a renda ricardiana, na qual este tipo de receita deveria ser recebida perpetuamente como um fator de produção fixo pago pelo produtor, as rendas minerais representariam o pagamento por unidade liquidada do minério, de modo que o recebimento de cada parcela reduziria o estoque desses recursos. Tais rendas, ao final, corresponderiam ao total produzido (1967, p. 236).

Seguindo essa linha, prossegue o autor com base nas lições de Alfred Marshall, o *royalty* não seria uma espécie de aluguel, como frequentemente é encarado. "Exceto

quando as minas, pedreiras etc. são praticamente inesgotáveis, deve ser considerado, pelo menos em parte, como sendo o preço pela venda de um bem armazenado[34], armazenado pela natureza, de fato, mas agora tratado como propriedade privada"(STEELE, 1967, p. 237, tradução nossa).

Da mesma forma, Jennings, ao analisar o objeto das concessões petrolíferas, afirma que a "licença garante ao operador o direito de explotar uma área definida em contraprestação ao pagamento de um *royalty*, que representa uma contraprestação a um direito de propriedade, não a um direito de uso" (2002, p. 2, tradução nossa).

Também para Taverne, "verifica-se que a posição em que se encontra o contratado é muito mais de alguém que está comprando óleo ou gás natural do titular dos recursos" (1999, p. 137, tradução nossa).

Radford Schantz Jr., ao analisar o pagamento de *royalties* nos Estados Unidos, observa que também nesse país há divergência quanto às razões que fundamentam o seu pagamento. No entanto, o autor filia-se à teoria segundo a qual esse tipo de receita é recebida pelo Estado em contraprestação à venda de um bem público ao particular, ou seja, o petróleo é vendido para uma empresa autorizada a explorá-lo e produzi-lo (quando isso ocorre em terras públicas), exatamente como se dá no Brasil. Eis os argumentos apresentados pelo autor:

> As pessoas concordam que o *royalty* dará à sociedade um "retorno" pelos seus minerais, mas têm idéias diferentes sobre por que o retorno é necessário. Uma visão ampla é que o *royalty* é a contraprestação pela apropriação de uma riqueza de propriedade pública que é pago quando os minerais são extraídos e vendidos.
> De acordo com essa visão, o *royalty* federal é análogo aos *royalties* recolhidos por proprietários privados. É o preço dos minerais que se encontram no subsolo, ou seja, a renda mineral. A definição precisa desse preço ou renda, no entanto, é questão de desacordo.
> Reporto-me à inspiração de Ricardo, que descreveu renda como um pagamento pelos usos dos poderes originais e indestrutíveis do solo. A frase evoca *autorrenovação* dos campos visitados pelos agricultores ano após ano, plantando e colhendo, pagando um aluguel cada vez para o proprietário. Em contraste, o mineiro é tradicionalmente visto como um visitante único, que arranca e queima o solo, ou o destrói. O dono da terra não tem mais a propriedade dos minerais após eles terem sido extraídos e transportados até os consumidores; por isso ele vende seus direitos pelo pagamento de uma renda. (1994, p. 36-37, tradução nossa)[35].

[34] "Marshall was not necessarily maintaining that royalties had to recover the total value of the minerals produced; in the quotation above, his text reads to the effect that the excess of receipts over production costs need only be attributed in part at least to royalties" (STEELE, Henry, 1967, p. 236).
[35] Do original: "People agree that a royalty will give the public a 'return' on its minerals, but have different

Assim, com base em todo o exposto, conclui-se que *os royalties pagos pelas empresas petrolíferas consistem no preço devido ao Estado em contraprestação à alienação de um bem público, sempre que o negócio jurídico de compra e venda de petróleo estiver previsto, concomitantemente, no contrato de exploração e produção.*

No entanto, resta saber: que pagamentos efetuados ao Estado poderiam ser considerados *royalties*? Seria somente aquilo chamado pela lei de *royalties*? E se em lugar de *royalties* a legislação chamasse de compensação financeira a exploração de petróleo, ou, como no Brasil, de participação especial? Como identificar na prática um *royalty*, tal como definido acima, distinguindo-o de uma outra participação governamental, com natureza diversa? Neste estudo, parte-se da premissa de que sempre que a produção, e a consequente apropriação, do petróleo gerar para a companhia petrolífera uma *obrigação de pagar* dinheiro (pecúnia) ao titular dos recursos, firmada por meio de contrato, estar-se-á diante do que se denomina *royalty lato sensu*.

Veja-se que nesta definição não estão incluídos o bônus de assinatura e o pagamento pela ocupação ou retenção de área (analisados adiante), cujos fatos geradores são, respectivamente, a assinatura do contrato de E&P e o uso da área na qual estão sendo desenvolvidas atividades exploratórias e de produção.

Emprega-se a expressão *lato sensu* para diferenciar todo o valor pago ao Estado em contraprestação à apropriação do petróleo, que é gênero, das diversas espécies de *royalties* previstas no ordenamento jurídico, que nem sempre adotam tal nomenclatura.

Com base nessas afirmações, tem-se que *os royalties lato sensu consistem em toda a receita auferida pelo titular do recurso natural – no caso, o petróleo –, em contraprestação à sua venda direta para a empresa que explorou e produziu o bem, por meio de negócio jurídico de compra e venda inserto no contrato petrolífero, normalmente estipulado com base em um percentual da produção.*

---

ideas why the return is necessary. One broad view is that a royalty is payment for publicly owned wealth that is liquidated when minerals are extracted and sold.
According to this view, the federal royalty is analogous to royalties often collected by private landowners. It is the price of in-ground minerals is the mineral rent. The precise definition of that price or rent is, however, a matter of disagreement.
I turn for inspiration to Ricardo, who described rent as a payment for the uses of the original and indestructable powers of the soil. The phrase evokes self-renewing fields which farmers visit year after year, planting and harvesting, paying a rent each time to the owner. In contrast, the miner is traditionally viewed as a one-off visitor who carts the soil away and burns, or otherwise destroys, it. The landowner has no purpose for a title to minerals after they have been extracted and conveyed to a consumer, and so he sells the rights for a rent payment".

Certamente, o valor percebido pelo Estado por meio dos *royalties lato sensu* irá divergir do preço que é formado livremente no mercado, segundo as leis da demanda e da oferta, como ocorre no caso do contrato de venda do óleo (por partilha da produção). No contrato de concessão brasileiro, por exemplo, o preço (apurado com base em uma alíquota sobre a produção) a ser cobrado é pré-fixado no contrato[36], de acordo com os parâmetros estabelecidos pela legislação, como será visto adiante.

4.3.1 Espécies de *royalties* petrolíferos no Brasil: regramento jurídico e elementos constitutivos

No Brasil, os *royalties* do petróleo, pagos pelas empresas contratadas, não receberam tratamento constitucional específico. A Constituição Federal apenas determinou em seu artigo 177, parágrafo 2º, que a Lei Federal que dispuser sobre a contratação, pela União, de empresas estatais ou privadas, para a realização das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, deverá conter em seu bojo as condições de contratação.

Com isso, tem-se que o veículo introdutor de normas competente para criar e regular os *royalties* no ordenamento jurídico brasileiro é a lei ordinária, como de fato tem sido feito até o momento. Atualmente, existem três leis ordinárias (Leis 9.478/97, 12.351/2010 e 12.276/2010) regulando a cobrança de quatro espécies de *royalties* no país: *royalty* do contrato de concessão, participação especial, *royalty* do contrato de partilha e o *royalty* do contrato de cessão onerosa.

Visando uma melhor compreensão do tema, analisa-se adiante cada um deles separadamente, evidenciando os elementos que informam a sua cobrança, tais como base de cálculo, alíquota, momento e local do pagamento. No que tange ao fato gerador da obrigação, este, como visto, será sempre a transferência de propriedade do petróleo do Estado à empresa petrolífera, sendo estes, respectivamente, os sujeitos ativo e passivo da *obrigação de pagar*.

[36] Sobre a parcela ideal a ser fixada pelo governo a título de remuneração, há estudo econômico sobre o tema elaborado por Henry Steele, cujo título é "Natural Resource Taxation", que ensina: "How much of the net return to mineral extraction should be regarded as the rent of the land, and how much as the return on capital invested? Orthodox marginal analysis would suggest that, given a purely competitive capital market (and in the absence of differential risk), the imputed rate of return on capital invested in the mine would be equal to the market interest rate" (STEELE, Henry, 1967, p. 236).

4.3.1.1 *Royalty* do contrato de concessão − RCC

Decio H. Barbosa afirma que existem duas técnicas aplicáveis ao cálculo dos *royalties* na experiência internacional: a primeira delas é a cobrança de um valor uniforme e fixo por unidade de produção (R$/barril); a outra, chamada de *ad-valorem*, constitui-se em um percentual incidente sobre o valor da produção (2011, p. 69). Esta última forma é utilizada em todas as espécies de *royalties* de petróleo existentes no Brasil, bem como na imensa maioria dos países produtores.

No Brasil, o RCC foi instituído por meio do artigo 45, II, da Lei 9.478/97, devendo, nos termos do artigo 47, ser pago 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". Contudo, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores tidos como pertinentes pela Agência Nacional de Petróleo, este órgão regulador poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução da alíquota aplicável para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção (art. 47, parágrafos 1º e 2º).

Com relação à base de cálculo do RCC, será ela o total da produção de petróleo e gás em cada campo, vedada quaisquer deduções (art. 47, Lei 9.478/97 e art. 11 do Decreto 2.705/98). Na verdade, a alíquota do *royalty* não incide diretamente sobre a produção, pois, se assim fosse, o resultado da extração seria entregue à União *in natura*, e não é o que ocorre. No caso, a alíquota do RCC definida no contrato será aplicada sobre o que a legislação chamou de preço de referência.

O preço de referência do óleo bruto, conforme definido pelo artigo 7º do Decreto 2.705/98, a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo, 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".

Com isso, tem-se que caso uma empresa x produza no mês de julho dez mil barris de petróleo em um campo y, deverá, até o dia 15 de agosto, informar à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo, bem como o valor da média ponderada que servirá de base para o cálculo do preço de referência (art. 7º, parágrafo 2º, do Decreto 2.705/98). Assim sendo, explica Gutman, o pagamento dos *royalties* deverá ocorrer até o último dia útil do mês subsequente àquele em que ocorreu a produção – no exemplo dado, será o último dia útil do mês de agosto (2007, p. 25).

Contudo, não é qualquer preço de venda praticado pela empresa que poderá ser utilizado para fins de cálculo dos *royalties*, pois, estará ela adstrita a um preço mínimo fixado pela ANP. Este é estipulado com base "no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional. Explica-se: esses "tipos de petróleo" a que o dispositivo se refere são chamados na indústria do petróleo de *benchmarks* ou tipos-referências, conforme comentado na seção 4.2, cuja cotação no mercado internacional serve de base para a comercialização de óleos de qualidade e localização similar. Tais *benchmarks* são fornecidos pelas próprias companhias petrolíferas, 20 dias antes do início da produção, para servir de parâmetro à composição do preço mínimo pela ANP[37].

O preço de venda considerado é aquele "correspondente ao petróleo embarcado na saída da área de concessão e, no caso de exportação, os preços em moeda estrangeira são convertidos à moeda nacional pela média das taxas de câmbio para a compra vigentes no mês em que ocorrer a venda" (GUTMAN, 2007, p. 27).

No que tange ao preço de referência a ser aplicado ao gás natural, será ele igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores (art. 8º, Decreto 2.705/98).

Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, e na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informadas não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios (art. 8º, parágrafo 4º, do Decreto 2.705/98). Essa forma de fixação de preço de referência aplicável ao gás deve-se ao fato de não haver um mercado internacional do gás, como exposto na seção 4.2, não sendo este recurso considerado uma *commodity*. Assim, os contratos são sempre firmados diretamente entre compradores e

[37] "Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência" (art. 7º, parágrafo 6º, do Decreto n. 2.705/98).

vendedores, sem intermédio de bolsa de valores, motivo por que se torna mais difícil ter acesso ao valor da mercadoria transacionada.

4.3.1.2 *Royalty* sobre grande volume ou rentabilidade do contrato de concessão: participações especiais − PE

A Lei do Petróleo prevê a cobrança, nos contratos de concessão, além do RCC, de uma outra espécie de *royalty*, incidente sobre campos com grande volume de produção ou grande rentabilidade, chamado de participação especial (PE), regulada pelo artigo 45, inciso III, e artigo 50 do referido diploma legal, cujos critérios de cobrança foram detalhados por meio do Decreto 2.705/1998.

A princípio, nenhuma participação especial é devida. No entanto, campos produtores que ultrapassem o volume de isenção estipulado pelo Decreto 2.705/98 e apresentem receita líquida positiva geram, para os seus concessionários, o dever de pagamento das referidas participações, apuradas a cada trimestre.

Nesse caso, será aplicada uma alíquota progressiva, que pode variar de 0 a 40% da receita líquida do campo, segundo critérios de tempo de produção, localização do campo e volume de produção trimestral. Note-se que aqui a aplicação da alíquota incide sobre a receita líquida do campo, obtida após serem deduzidos do valor total da produção trimestral de petróleo e gás (apurado com base nas regras dos preços de referência comentadas acima), "os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor" (art. 50, § 1º), a serem pagos até o último dia útil do mês subseqüente a cada trimestre do ano civil.

Contribuem para o aumento da alíquota o volume trimestral de produção e os anos de produção, numa razão crescente, ou seja, quanto maior o volume de óleo produzido e o tempo de produção, maior será a alíquota cobrada. A localização do campo também influi na formação da alíquota. Quanto mais profundo o poço, menor ela será.

4.3.1.3 *Royalty* do contrato de partilha − RCP

Uma terceira espécie de *royalty* petrolífero no direito brasileiro foi instituída pela Lei n. 12.351/2010, a ser aplicada sobre o petróleo produzido por empresas contratadas sob o regime de partilha da produção.

Foi visto que no contrato de partilha da produção, o Estado optou por receber

parte do resultado contratado da empresa petrolífera diretamente em óleo e gás, posteriormente vendidos por meio de um outro instrumento contratual, e parte em dinheiro, mediante o pagamento de *royalty* pela mesma companhia responsável pelas operações de E&P.

Assim, além de entregar uma parcela do excedente em óleo à União, a empresa deverá também pagar o RCP, cuja alíquota é de 15%, conforme definido pelo parágrafo 1º, artigo 42 da Lei 12.351/2010, a incidir sobre o valor total da produção, devendo ser pago mensalmente em moeda nacional, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

4.3.1.4 *Royalty* do Contrato de Cessão Onerosa − RCCO

Ao analisar os aspectos jurídicos que informam o contrato de cessão onerosa, observou-se que a União optou por receber parcela do preço do petróleo alienado à Petrobras antes mesmo da sua extração, e o restante, por meio da cobrança de *royalties*, cuja alíquota, nos termos do artigo 5º da Lei 12.276/2010, será de 10% (dez por cento), sendo-lhes aplicado o mesmo regramento dos royalties do contrato de concessão, no que se refere à base de cálculo e forma de pagamento.

4.4 Parcela dos *Royalties* a ser partilhada

Desde já é importante advertir o leitor acerca da impropriedade com que é usado o termo *royalty*, significando, muitas vezes, institutos jurídicos completamente diversos.

A Constituição Federal em seu artigo 20, parágrafo 1º, determina que "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 enceta na ordem jurídica brasileira um dever para a União de transferir para Estados, Municípios, Distrito Federal e órgãos da Administração Federal parcela das receitas financeiras obtidas em razão da exploração econômica dos referidos recursos naturais.

O comando constitucional em questão não regula o dever da empresa que explora

e produz petróleo ou outros recursos naturais, de pagar uma quantia ao titular desses recursos (União). Determina, tão só, à União que, uma vez auferidas rendas em razão da venda desses bens (no caso do petróleo), transfira parte delas para os seus beneficiários. Desse modo, fica claro, nesta passagem, que a Constituição regula uma relação jurídica entre a União e os entes públicos mencionados, não entre a empresa concessionária e o poder concedente.

Portanto, Compensações Financeiras ou Participações no Resultado da Exploração, tecnicamente, são tipos de receitas transferidas, a ser analisadas em detalhes no capítulo 6 do presente estudo, que versa sobre a partilha das receitas petrolíferas.

4.5 *Royalties* Internacionais[38]

Na Convenção de Montego Bay, da qual o Brasil é signatário, há determinação segundo a qual o país que explotar petróleo localizado em sua plataforma continental, a uma distância entre 200 e 350 milhas da sua costa, deverá pagar uma espécie de contribuição financeira à Autoridade dos Fundos Marinhos, nos seguintes termos:

> ARTIGO 82: Pagamentos e contribuições relativos ao aproveitamento da plataforma continental além de 200 milhas marítimas
> 1. O Estado costeiro deve efetuar pagamentos ou contribuições em espécie relativos ao aproveitamento dos recursos não vivos da plataforma continental além de 200 milhas marítimas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial.
> 2. Os pagamentos e contribuições devem ser efetuados anualmente em relação a toda a produção de um sítio após os primeiros cinco anos de produção nesse sítio. No sexto ano, a taxa de pagamento ou contribuição será de 1% do valor ou volume da produção no sítio. A taxa deve aumentar 1% em cada ano seguinte até o décimo segundo ano, e daí por diante deve ser mantida em 7%. A produção não deve incluir os recursos utilizados em relação com o aproveitamento.
> 3. Um Estado em desenvolvimento que seja importador substancial de um recurso mineral extraído da sua plataforma continental fica isento desses pagamentos ou contribuições em relação a esse recurso mineral.
> 4. Os pagamentos ou contribuições devem ser efetuados por intermédio da Autoridade, que os distribuirá entre os Estados-Partes na presente Convenção na base de critérios de repartição equitativa, tendo em conta os interesses e necessidades dos Estados em desenvolvimento, particularmente entre eles, os menos desenvolvidos e os sem litoral.

[38] Utiliza-se a expressão *royalties* internacionais apenas pelo fato de essa expressão ser de uso corrente na doutrina internacional. No entanto, essa contribuição em nada se enquadra no conceito de *royalty lato sensu* aqui proposto, não representando, portanto, espécie de *royalty* nos termos deste estudo. Trata-se deste tema em artigo de nossa autoria, publicado na Revista Fórum de Direito Financeiro e Econômico (2012).

Tendo em vista que, conforme publicado pela Petrobras (2010), a camada pré-sal se estende até uma distância de 540 quilômetros da costa, ou 291,57 milhas marítimas, ressalta-se que 91,57 milhas náuticas dessa área se encontram na região da plataforma continental, cujo aproveitamento econômico enseja tal pagamento.

Até o momento essa contribuição não foi cobrada, pois ainda não houve casos de produção de petróleo a essa distância da costa. No entanto, pelos motivos adiante expostos, antes que se dê início à produção de petróleo nessa região, uma série de questões jurídicas precisa ser resolvida, para que o dispositivo venha a ter eficácia.

No primeiro parágrafo do artigo 82 determina-se que o "Estado costeiro deve efetuar pagamentos ou contribuições em espécie". Segundo Michael W. Lodge, caso se leve em consideração o que é dito expressamente no texto do artigo, os pagamentos poderiam ser feitos *in natura*, isto é, em óleo ou gás, ou no seu equivalente em dinheiro (2006). No entanto, essa liberdade gera alguns transtornos que merecem ser avaliados antes da efetiva aplicação da Convenção, pois uma eventual opção do Estado por efetuar o pagamento desses "*royalties* internacionais" *in natura* geraria dificuldades práticas para a Autoridade, difíceis de ser resolvidas. Por exemplo: como seriam repartidos o óleo e o gás obtidos entre os beneficiários? Estes deveriam receber a parte que lhes cabe *in natura* ou o equivalente em pecúnia? Como a Autoridade poderia fazer o transporte, negociar a venda desses bens, lidar com os riscos inerentes ao negócio e assumir os custos dessa atividade? Tais questionamentos ainda não obtiveram uma resposta do Direito Internacional.

Discute-se também se o pagamento dos *royalties* internacionais estaria a cargo dos Estados ou das empresas produtoras, posicionando-se o autor citado no sentido de que esta seria uma obrigação do Estado costeiro, como determina expressamente o artigo em questão.

No entanto, o ponto mais intrigante da questão sobre quem deve cumprir a obrigação imposta na Convenção está em saber, nos Estados que optam pela sua organização política na forma de uma federação, quem será o responsável por efetuar o pagamento. No Brasil, o fato de o petróleo e o gás natural extraídos da plataforma continental pertencerem à União facilita um pouco a questão, se comparado às dificuldades enfrentadas por Estados Unidos e Canadá, onde os governos subnacionais têm a propriedade desses recursos.

Atentando agora para a redação do parágrafo 2º, observa-se outra questão que tem sido discutida na doutrina internacional: qual é a base de cálculo desses *royalties*? Sobre o tema, Michael W. Lodge indaga: o que o artigo 82 quis dizer com a expressão "o valor da

produção do sítio"? Significa o valor bruto dos recursos que passam pela boca do poço ou o seu valor líquido, depois de deduzidas as receitas governamentais? Ao responder a seus próprios questionamentos, explica que quando se analisa o histórico das discussões surgidas no processo de elaboração do artigo 82, percebe-se que houve uma rejeição, pela maioria dos Estados, da adoção do modelo de "receita líquida". Isso se deve à dificuldade de se chegar a um consenso sobre quais custos poderiam ser deduzidos para que se chegasse a uma definição do que seria essa "receita líquida", prevalecendo, ao final, o entendimento de que a base de cálculo dos *royalties* seria o valor bruto dos recursos (2006).

No parágrafo 3º está prevista uma hipótese de isenção dos *royalties* internacionais, aplicável somente aos Estados em desenvolvimento que sejam importadores substanciais do recurso mineral extraído da sua plataforma continental (apenas com relação a esse recurso mineral). A dúvida que emerge desta regra está em saber o que significa um *importador substancial.* Qual a quantidade importada que possibilitaria a um país em desenvolvimento gozar desse benefício? Assim como os demais apresentados, tais questionamentos não encontram até o momento uma resposta pronta no Direito Internacional.

Por fim, o parágrafo 4º dispõe sobre quem serão os beneficiários dos *royalties* pagos à Autoridade. Determina-se que esta entidade distribuirá os recursos arrecadados aos Estados-Partes na Convenção, na base de critérios de *repartição equitativa*, tendo em conta os *interesses e necessidades dos Estados em desenvolvimento*, particularmente entre eles, os menos desenvolvidos e os sem litoral. Como se percebe, o texto possui uma série de expressões demasiadamente amplas, que deixam dúvidas no tocante ao seu conteúdo.

"Repartição equitativa", por exemplo, quando desacompanhada dos critérios que informarão o seu conteúdo, é expressão que carece de aplicação prática, necessitando de alguma outra norma que lhe preencha o sentido, assim como a determinação de que se deverá levar em conta "os interesses e necessidades dos Estados em desenvolvimento".

Resta, pois, a retomada das discussões no âmbito da Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos, com a participação dos Estados-Partes no Tratado, para que se chegue a uma decisão consensual sobre tais questionamentos, entre outros que certamente surgirão devido à imposição da regra contida no artigo 82 da Convenção.

4.6 Das obrigações financeiras acessórias

4.6.1 Bônus de assinatura

O bônus de assinatura é um encargo previsto nas Leis 9.478/97 (artigo 45, I) e 12.351/2010 (art. 42, II), devido pela empresa ou consórcio de empresas contratadas para a execução das atividades de exploração e produção de petróleo ou gás no Estado brasileiro.

De acordo com artigo 46 da Lei 9.478/97, os licitantes interessados em obter a concessão para a exploração e produção de petróleo e gás no território brasileiro deverão fazer constar em sua proposta o pagamento de uma quantia a título de bônus de assinatura, que deverá ser efetuado integralmente pela licitante vencedora, em parcela única, no prazo estabelecido no edital, após o resultado da licitação e antes do ato de assinatura do contrato, conforme disposto no artigo 35, IV, da Resolução ANP 27/2011.

O Decreto 2.705, de 3 de agosto de 1998, que regulamentou os critérios para o cálculo e a cobrança das participações governamentais previstas na Lei 9.478/97, apenas repetiu o seu conteúdo, transferindo para o edital da licitação a tarefa de detalhar as regras sobre o encargo em questão.

Vale destacar que a existência de cláusula no contrato de concessão, que estabelece a cobrança do bônus, é facultativa, conforme determina o artigo 45, parágrafo 1º, da Lei do Petróleo; porém, constando no edital a necessidade do seu pagamento, a sua cobrança se impõe, devendo também estar fixados no edital os valores mínimos para cada bloco.

Atualmente, o montante ofertado a título de bônus de assinatura pelos proponentes é um dos critérios mais significativos para a escolha da empresa, ou consórcio de empresas, para a qual será outorgado o contrato de concessão. Segundo o edital da Décima Rodada de Licitações, promovida pela Agência Nacional do Petróleo em 30 de outubro de 2008, o bônus teve um peso de 40% (quarenta por cento) no cálculo final da nota para a apuração das ofertas. Já o conteúdo local foi responsável por 20% (vinte por cento) no cálculo da nota final, e o Programa Exploratório Mínimo por 40% (quarenta por cento) (Cláusula 4.7).

Na cláusula 4.5.1 do edital constavam os valores mínimos dos bônus de assinatura a serem ofertados pelos proponentes, havendo valores diferentes para cada bloco a ser licitado. Na Décima Rodada, o valor mais alto cobrado foi o do bloco REC-T-254, localizado na Bacia do Recôncavo, cujo montante mínimo ofertado deveria ser de R$

530.000,00 (quinhentos e trinta mil reais).

Este pagamento tem por objetivo recuperar os custos governamentais decorrentes do processo licitatório e deve fundamentar-se, segundo Maria D'Assunção Costa, nos princípios da "razoabilidade, proporcionalidade, finalidade e eficiência com os dados geológicos e opções tecnológicas, para que os valores previstos na norma editalícia não se transformem num impedimento à participação dos agentes econômicos" (2009, p. 241).

Assiste razão à autora, pois, de fato, a preparação do certame licitatório pela ANP, por intermédio de sua Superintendência de Definição de Blocos, envolve custos altíssimos para a agência. Destinam-se tais custos ao pagamento de empresa ou instituição contratada para a realização de estudos geofísicos, geoquímicos e geológicos, necessários para fundamentar a definição dos blocos que serão objeto de licitação, de modo que o bônus de assinatura destina-se a cobrir ao menos parte desses custos. É importante esclarecer que a contratação desses serviços de exploração – custeados pela ANP − ocorrem previamente à realização das rodadas de licitação para a contratação de companhia petrolífera que irá explorar e extrair o petróleo, e com estas não se confunde.

4.6.2 Pagamento pela ocupação de área

O pagamento pela ocupação ou retenção de área está previsto no inciso IV do artigo 45 (e 51) da Lei 9.478/97. Consiste num pagamento a ser feito anualmente pelas concessionárias das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a cada dia 15 de janeiro do ano subsequente à assinatura do contrato. O seu valor será fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, e "aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração" (art. 51, parágrafo único).

Os pagamentos pela ocupação ou retenção de áreas, conforme determina o artigo 28, parágrafo 3º, do Decreto 2.705/98, devem ser fixados respeitando algumas faixas de valores que se diferenciam conforme as fases do processo industrial − seja de exploração, de desenvolvimento ou de produção. Assim, são estabelecidas 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.

Os valores dispostos serão, conforme o parágrafo 4º do referido decreto, reajustados anualmente de acordo com o Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) ou outro índice que o venha a substituí-lo, em caso de extinção.

Por fim, vale salientar que a participação governamental ora tratada não se confunde com o pagamento que deve ser realizado, segundo o artigo 52 da Lei do Petróleo, aos proprietários de terras nas quais se localiza a lavra de petróleo ou gás natural. Esta "indenização" devida ao particular também deve ser paga pelas empresas concessionárias, sendo dever da Secretaria do Tesouro Nacional fazer os repasses. O seu valor corresponde a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção, a critério da ANP.

5 CLASSIFICAÇÃO DAS RECEITAS PETROLÍFERAS[39] NA LEI ORÇAMENTÁRIA ANUAL

5.1 Do Planejamento Estatal

O Estado Orçamentário, que pelo orçamento fixa a receita fiscal e a patrimonial, autoriza a entrega de prestações de educação, saúde, seguridade e transportes e orienta a promoção do desenvolvimento, o equilíbrio da economia e a redistribuição da renda, é um Estado de Planejamento (TORRES, 2007, p. 172).

O orçamento moderno não se limita mais a servir de instrumento de controle do Poder Legislativo sobre os gastos realizados pelo Executivo, apenas fixando a receita e autorizando a despesa. Além disso, incorporou a função de plano de governo da Administração Pública, contendo o planejamento, a forma de execução e de controle dos programas governamentais. Estabelecem-se metas a ser cumpridas, bem como os instrumentos para a sua efetivação.

Seguindo a noção moderna de Orçamento, a Constituição Federal, em seu artigo 165, determinou que o Executivo elabore planos anuais e plurianuais que prevejam as despesas e receitas, bem como estabeleçam as metas e programas a ser desenvolvidos pelo governo.

5.2 Leis de Planejamento da Ação Governamental: PPA, LDO e LOA

A Constituição Federal determina em seu artigo 165 que "leis de iniciativa do Poder Executivo estabelecerão: I – o plano plurianual; II – as diretrizes orçamentárias; III – os orçamentos anuais". Albergando a tese do planejamento da atividade financeira estatal, a Lei Maior determinou ao Poder Executivo a elaboração das referidas normas, que regularão a atividade financeira do Estado, cada qual sob o aspecto que lhe couber, devendo todas elas funcionar de maneira harmônica entre si.

[39] Utiliza-se a expressão "receitas petrolíferas" em referência a toda a receita obtida pelo Estado com a venda do petróleo.

5.2.1 O Plano Plurianual

O Plano Plurianual é uma norma cujo objetivo consiste em estabelecer um planejamento de médio prazo para a Administração Pública, previsto no artigo 165 da CF, que depende da Lei Orçamentária Anual para ter aplicação prática. Deve se compatibilizar com os planos e programas nacionais, regionais e setoriais previstos na Constituição. A competência para a sua proposição é do Poder Executivo, devendo conter todas as metas e programas de longo prazo a ser desempenhados pelo governo durante os quatro exercícios financeiros seguintes. Nenhum programa ou investimento que exceda a um exercício financeiro poderá ser realizado sem prévia inclusão no plano plurianual ou sem lei que autorize a inclusão.

Tradicionalmente destinado a conter apenas as despesas de capital, referentes aos investimentos, inversões financeiras e transferências de capital, deverá, de acordo com a atual Constituição, estabelecer os programas de duração continuada que excedam a um exercício financeiro.

5.2.2 A Lei de Diretrizes Orçamentárias

No mesmo intuito de planejamento das finanças públicas, o constituinte, utilizando o exemplo das Constituições alemã e francesa, instituiu a necessidade da elaboração de uma Lei de Diretrizes Orçamentárias. Referida norma contém as metas e prioridades para o exercício financeiro subsequente, a previsão das despesas de capital, diretrizes para a elaboração da lei orçamentária anual, dispõe sobre alterações na legislação tributária, e ainda, trata da política de aplicação das agências financeiras oficiais de fomento. Além desses elementos, a Lei de Responsabilidades acrescentou diversos outros, que deverão constar na LDO. Destaque-se que apesar de ser uma lei anual, deverá conter anexo que fará uma avaliação do exercício financeiro anterior, e outro que irá dispor das metas, além do exercício financeiro a que se refere, aos dois subsequentes, constituindo-se, portanto, em um plano de médio prazo trienal.

5.2.3 A Lei Orçamentária Anual

A Lei Orçamentária Anual deverá, em respeito ao princípio da unidade, conter os orçamentos, fiscal, de investimento e da seguridade social. Apesar de existirem três

orçamentos, todos eles se unem em apenas um documento, o que facilita o seu controle, bem como a programação das atividades a serem desempenhadas. O orçamento fiscal compreende a previsão de todas as receitas e a fixação das despesas de todos os poderes da União, seus órgãos, entidades e fundos, da administração federal direta e indireta, bem como das fundações instituídas ou mantidas pela União. O orçamento de investimento trata das receitas e despesas das empresas que o poder público detenha direta ou indiretamente, mais da metade do capital social, com direito a voto. O orçamento da seguridade abarca a atividade financeira correspondente a todos os órgãos e entidades que compõem a seguridade social. Além do princípio mencionado acima, os orçamentos devem obedecer ao princípio da universalidade, contendo, cada um, o conjunto da previsão de todas as receitas e a fixação de todas as despesas referentes a determinado período.

Como o próprio nome já diz, a Lei Orçamentária Anual compreende a previsão de receitas e despesas de um exercício financeiro, que no Brasil corresponde ao ano do calendário civil. A Lei de Responsabilidade Fiscal trouxe ainda vários outros elementos que deverão constar no texto da LOA, dentre os quais, a demonstração da viabilidade dos programas que deverão ser desenvolvidos, o que é feito por meio da demonstração de compatibilidade entre esta norma e a Lei de Diretrizes Orçamentárias e Plano Plurianual.

5.3 Definição de Receita para fins de Classificação na LOA

Ao estudar a teoria jurídica dos ingressos públicos, verifica-se que grande parte dos autores, seguindo as lições propostas por Aliomar Baleeiro, diferencia os conceitos de entradas, receitas e movimentos de fundo de caixa. Para este autor, entradas são o gênero, do qual receitas e movimentos de caixa são espécies, de modo que receita pública corresponderia à "entrada que, integrando-se no patrimônio público sem quaisquer reservas, condições ou correspondência no passivo, vem acrescer o seu vulto, como elemento novo e positivo" (1986, p. 116). Já os movimentos de caixa, como o próprio nome explica, seriam "as somas que se escrituram sob reserva de serem restituídas ao depositante ou pagas a terceiro por qualquer razão de direito e as indenizações devidas por danos causados às coisas públicas e liquidados segundo o Direito Civil" (1986, p. 116).

Diversos outros autores seguiram a mesma linha.

Para Gaudemet, citado por Perogordo e Roch, os conceitos de ingressos e receitas representam uma relação de gênero e espécie, significando o termo receita uma entrada definitiva, ao passo que a expressão ingressos englobaria, além daquelas, as que

permanecerão provisoriamente nos cofres públicos (1987, p. 557).

Regis Fernandes de Oliveira ensina que:

> Nem todo ingresso, todavia, constitui receita. Há entradas que ingressam provisoriamente nos cofres públicos, podendo neles permanecer ou não. Destinam-se a ser devolvidas. Daí as entradas provisórias. Por exemplo, em dada licitação, o Estado exige um depósito, como garantia da proposta ou do contrato. O depósito ingressa nos cofres públicos, mas, uma vez mantida a proposta ou adimplido o contrato, é ele devolvido ao proponente-adjudicatário. [...]
> Ao lado das entradas provisórias, há as definitivas, ou seja, as que advêm do poder constritivo do Estado sobre o particular, sejam independentes de qualquer atuação (imposto), sejam dela dependentes (taxa) ou em decorrência da realização de obras públicas (contribuição de melhoria). [...] Tais entradas são definitivas. Daí tomarem o nome de receita. (2008, p. 101-102)

No entanto, ao se analisar a Lei 4.320/64, que dispõe sobre normas gerais de Direito Financeiro para a elaboração e controle dos orçamentos e balanços da União, Estados e Municípios, verifica-se que o direito brasileiro adotou uma outra definição de receita pública, que não a sugerida pela doutrina. Baseou-se, reconhece Rosa Junior, em um sentido lato para a expressão receita, como sendo esta correspondente a "qualquer entrada de dinheiro no cofre público, pelo que considera como receitas públicas, por exemplo, os ingressos da venda de um bem ou da obtenção de um empréstimo" (1979, p. 40).

Segundo o Manual de Contabilidade Aplicada ao Setor Público[40], "receita corresponde a todos os ingressos disponíveis para a cobertura das despesas orçamentárias e para as operações que, mesmo sem o ingresso de recursos, financiem despesas orçamentárias, como é o caso das chamadas operações de crédito em bens e/ou serviços" (2009, p. 19). Ou seja, na definição proposta pelo Manual, que se baseia nas disposições contidas na Lei 4.320/64, não foi adotada a clássica definição de receita, que exige o ingresso efetivo de recursos. Conforme explicação contida no próprio Manual, "em algumas transações, há o registro da receita orçamentária mesmo não havendo ingressos efetivos, devido à necessidade de autorização legislativa específica para sua realização" (2009, p. 19).

[40] Vale destacar que na 2ª edição do Manual, elaborado pela Secretaria do Tesouro Nacional, em obediência ao disposto no artigo 50, § 2º, da Lei de Responsabilidade Fiscal, é válido para o exercício de 2010, de forma facultativa e obrigatoriamente em 2011 para a União, em 2012 para os Estados e em 2013 para os Municípios, conforme determina a Portaria Conjunta STN/SOF nº 2, de 6 de agosto de 2009.

Gustavo Ingrosso, ao analisar o direito orçamentário italiano, conceitua receita nesse mesmo sentido, como sendo "o dinheiro arrecadado pelo Estado para prover as necessidades financeiras dos serviços públicos" (1954, p. 100).

Da mesma forma, Ramon Valdes Costa, citado por Luiz Emygdio F. da Rosa Junior, entende por receitas públicas as "entradas em dinheiro na tesouraria do Estado para cumprimento de seus fins, seja qual for sua natureza econômica ou jurídica, eis que abarca todo o tipo de ingresso" (1979, p. 33).

Levando em consideração não o seu efetivo ingresso no orçamento, mas a sua capacidade de financiar a despesa pública, foram estipulados níveis de classificação da receita na Lei 4.320/64. O primeiro deles se baseia na sua categoria econômica, dividindo-as em receitas correntes e de capital. Apenas num segundo nível de classificação é que as receitas públicas são classificadas, segundo a sua origem, em tributárias ou originárias.

Pautados nessa definição legal de receita pública, analisam-se tais classificações para que se possa compreender, adiante, as discussões referentes à natureza jurídica das receitas petrolíferas.

5.4 Primeiro Nível de Classificação Orçamentária: classificação quanto à categoria econômica

5.4.1 Receitas Correntes

Utilizando uma definição denotativa, o parágrafo 1º do artigo 11 da Lei 4.320/64 denomina receitas correntes "as receitas tributária, de contribuições, patrimonial, agropecuária, industrial, de serviços e outras e, ainda, as provenientes de recursos financeiros recebidos de outras pessoas de direito público ou privado, quando destinadas a atender a despesas classificáveis em Despesas Correntes".

A doutrina buscou definir conotativamente esse tipo de receita. Segundo Flávio Rubinstein, "as receitas correntes são aquelas oriundas das atividades operacionais do Estado, para aplicação em despesas correspondentes (*i.e.,* classificáveis como correntes), visando ao alcance das finalidades e metas dos diversos entes públicos, conforme previstas nos programas e ações de governo" (2008, p. 59).

Conforme bem exposto acima por Rubinstein, apenas as receitas correntes, geralmente marcadas pelo aspecto da continuidade, podem ser utilizadas para cobrir despesas correntes, que englobam as despesas de custeio e as transferências correntes. As

despesas de custeio, segundo o artigo 12, parágrafo 1º, da Lei 4.320/64, referem-se às "dotações para a manutenção de serviços anteriormente criados, inclusive as destinadas a atender a obras de conservação e adaptação de bens imóveis". Já as transferências correntes correspondem às "dotações para despesas às quais não corresponda contraprestação direta em bens ou serviços, inclusive para contribuições e subvenções destinadas a atender à manifestação de outras entidades de direito público ou privado" (art. 12, § 2º).

Essa determinação de que despesas correntes devem ser financiadas por receitas correntes está contida no artigo 44 da Lei de Responsabilidade Fiscal, a ser mais bem abordada no tópico seguinte.

5.4.2 Receitas de Capital

As receitas de capital foram definidas no parágrafo 2º do artigo 11 da Lei 4.320/64, também denotativamente, da seguinte forma:

> são receitas de capital as provenientes da realização de recursos financeiros oriundos de constituição de dívidas; da conversão, em espécie, de bens e direitos; os recursos recebidos de outras pessoas de direito público ou privado, destinados a atender despesas classificáveis em Despesas de Capital e, ainda, o *superávit* do Orçamento Corrente.

Para Rubinstein:

> as receitas de capital são aquelas que alteram o patrimônio duradouro do Estado. [...] essas receitas são representadas por mutações patrimoniais que nada acrescentam ao patrimônio público, ocorrendo apenas uma troca de elementos patrimoniais, isto é, um aumento no sistema financeiro (entrada de recursos financeiros) e uma baixa no sistema patrimonial (saída do patrimônio em troca de recursos financeiros) (2008, p. 62).

Rosa Junior, ao abordar o tema, vai além, definindo como operações de capital

> aquelas que dão em resultado uma movimentação de registro no ativo e no passivo, pelo que a aquisição de um bem imóvel é operação de capital porque aumenta o Ativo Imobilizado e acarreta a saída de dinheiro e/ou aumenta a exigibilidade se o bem foi comprado em parte a prazo. Assim, são operações de capital: a) as que provenham da alienação de um bem de capital (receita); b) as que dêem em resultado um bem de capital (despesa); c) as que estejam na lei definidas como operações de capital (obtenção de empréstimos – receitas; concessão de empréstimos –

> despesas; recebimento das amortizações de empréstimos concedidos – receitas); d) as que estejam, por ato do poder público, vinculadas a uma operação de capital (transferências que a entidade concedente vincula a um bem de capital) (1979, p. 41).

De fato, característica marcante que informa as receitas de capital é que o seu ingresso nos cofres públicos representará, ao mesmo tempo, uma diminuição no ativo do Estado. Além disso, não se caracterizam pela continuidade, de modo que não se prestam para o financiamento do custeio da máquina pública, que para se manter em perfeito funcionamento necessita contar com ingressos constantes no tempo, porquanto possui obrigações a ser honradas regularmente, não podendo contar com seu patrimônio para tal.

É fácil entender o porquê disso caso se imagine essa situação aplicada a um círculo familiar. Considere uma família que possui um patrimônio de R$ 100.000,00 (cem mil reais), distribuídos em uma casa de R$ 70.000,00 (setenta mil reais), um carro de R$ 20.000,00 (vinte mil reais) e R$ 10.000,00 (dez mil reais) em objetos que compõem o seu lar, como móveis, eletrodomésticos etc. Se a arrecadação mensal dessa família com o seu trabalho é de R$ 2.000,00 (dois mil reais), isso implica que ela deverá se adequar a consumir mensalmente bens e serviços que não ultrapassem esse valor. Se decidirem aumentar o seu consumo mensal em R$ 500,00 (quinhentos reais), suportando esse aumento na despesa com a receita obtida com a venda do seu patrimônio, chegará um momento em que eles não conseguirão mais cobrir seus gastos, pois já terão se desfeito de todo o seu patrimônio. Serão então forçados a voltar ao padrão de vida inicial, ou pior, sofrerão uma queda deste, pois precisarão utilizar agora sua renda mensal para suprir os benefícios proporcionados por seus bens. Por outro lado, se utilizarem as receitas adquiridas com a venda do seu patrimônio para comprar novos bens, ou investirem em algo que no futuro venha a aumentar a sua renda mensal, não só serão capazes de manter o seu padrão de vida, mas de aumentá-lo no futuro.

De maneira extremamente simples, essa é exatamente a mesma lógica pela qual, em atendimento ao princípio da responsabilidade na gestão fiscal, considera-se o conjunto de normas estatuídas pela Lei de Responsabilidade Fiscal como uma decorrência do princípio da eficiência na Administração Pública, previsto na Constituição. É que a LRF, em seu artigo 44, determinou ser "vedada a aplicação da receita de capital derivada da alienação de bens e direitos que integram o patrimônio público para o financiamento de despesa corrente, salvo se destinada por lei aos regimes de previdência social, geral e próprio dos servidores públicos".

Desse modo, receitas de capital apenas deverão ser utilizadas em despesas de capital, isto é, na realização de investimentos, inversões financeiras e transferências de capital, segundo determinação da LRF. Investimentos seriam todas as despesas de capital que gerassem serviços e, em consequência, acréscimos ao Produto Interno Bruto. Inversões Financeiras seriam as despesas de capital que, ao contrário dos investimentos, não gerariam serviços e incremento ao Produto Interno Bruto (REIS; MACHADO JR. 2008, p. 44-45). Transferências de Capital, por sua vez, constituem-se no repasse de receitas a outro ente público ou privado para a aplicação nessas finalidades.

Com essa regra, confere-se uma destinação própria daquela que deve ser atribuída a uma receita de capital, cuja continuidade no tempo é incerta, devendo, portanto, ser investida de modo a reproduzir o capital, para que as gerações futuras possam gozar dos seus benefícios.

5.5 Segundo Nível de Classificação Orçamentária: Classificação quanto à origem

5.5.1 Considerações gerais

Segundo o Manual de Contabilidade Aplicado ao Setor Público (MCASP), o objetivo da classificação dos recursos públicos quanto à origem se justifica pela necessidade de identificar a procedência dos recursos públicos em relação ao fato gerador dos ingressos das receitas (derivada, originária, transferências e outras). "É a subdivisão das categorias econômicas, que tem por objetivo identificar a origem das receitas, no momento em que estas ingressam no patrimônio público" (2009, p. 21). No caso das receitas correntes, tal classificação permite identificar as receitas compulsórias (tributos e contribuições), aquelas provenientes das atividades em que o Estado atua diretamente na produção (agropecuárias, industriais ou de prestação de serviços), da exploração do patrimônio público (patrimoniais), as provenientes de transferências destinadas ao atendimento de despesas correntes, ou ainda, de outros ingressos orçamentários. No caso das receitas de capital, distinguem-se as provenientes de operações de crédito, da alienação de bens, da amortização dos empréstimos concedidos, das transferências destinadas ao atendimento de despesas de capital, ou ainda, de outros ingressos de capital (2009, p. 21).

É fácil compreender o porquê de, ao longo dos anos, a classificação da receita pública em originária e derivada ter sido objeto de um número extenso de estudos realizados por financistas e tributaristas, quando comparada às demais espécies de

classificação de receitas. A sua compreensão mostra-se fundamental na medida em que a caracterização de uma receita pública como derivada impõe ao Estado o atendimento a limites rígidos fixados pelo ordenamento jurídico para a sua cobrança, sobretudo quando se trata da imposição de tributos. Nesta ocasião, por determinação constitucional, o agir do ente estatal estará adstrito a uma série de princípios (legalidade, capacidade contributiva, anterioridade etc.). No caso das receitas originárias, percebidas na maioria dos casos por meio de preços públicos, submetem-se estas a um regime mais flexível, cujos limites para a cobrança encontram-se, grande parte das vezes, em disposições contratuais firmadas entre poder público e particular.

Ao abordar essa classificação, Aliomar Baleeiro ensina que:

> ela se funda na existência da aquisição compulsória em relação às receitas derivadas, o que as distingue das receitas originárias. Outro fundamento dessa divisão é a diferente origem dumas e doutras receitas: as originárias saem do próprio setor público, isto é, do patrimônio do Estado, ao passo que as derivadas são exigidas do patrimônio ou das rendas dos particulares (1986, p. 117).

Em todo caso, vale destacar que há hipóteses em que a diferença entre receitas derivadas e originárias não é observada tão claramente. Verificam-se, na prática, algumas situações-limite, como bem expõe Aliomar Baleeiro[41], em que é difícil se alcançar um posicionamento unânime quando se pretende enquadrar certos tipos de receita como originária ou derivada.

5.5.2 Receitas Derivadas

Entende-se por receitas derivadas aquelas provenientes do constrangimento do Estado sobre o patrimônio particular. Nesse contexto, seriam classificadas como derivadas as receitas obtidas pelo Estado por meio da arrecadação de qualquer tributo previsto na

[41] Segundo o autor, "isso resulta da dificuldade em extremar caracteres específicos de fatos sociais, muitas vezes apresentados sob formas híbridas e consociações numa escala de graduação que faz preponderar ora um, ora outro dos elementos formadores.
"Se a classificação se alicerça, por exemplo, no aspecto predominante dos fenômenos financeiros – o de constituírem uma economia compulsória, ver-se-á que o grau de coação vai desde o monopólio, ou desde a competição imperfeita, uma e outra encontradiças nos negócios do setor privado, até o constrangimento jurídico direto dos impostos pessoais.
"Entre os extremos dos preços quase privados, como os relativos à venda de produtos das empresas do Estado [...] em regime de concorrência, e os tributos mais enérgicos, há toda uma gama de matizes com indefinidas fronteiras" (1986, p. 119).

legislação brasileira, incluindo-se aí os impostos, taxas, contribuições de melhoria, empréstimos compulsórios e as contribuições. Estas últimas subdividem-se em sociais ou de intervenção no domínio econômico e de interesse das categorias profissionais ou econômicas.

Além dessas, "incluem-se como receita derivada a cobrança das sanções e também o perdimento decorrente de contrabando, apreensão de armas de criminosos etc." (OLIVEIRA, 2008, p. 105)

Segundo Ricardo Lobo Torres, receitas derivadas são as "provenientes da economia privada, representadas pelo tributo, pelos ingressos parafiscais e pelas multas" (2007, p. 186).

Para Aliomar Baleeiro, as receitas derivadas caracterizam-se pelo "constrangimento legal para sua arrecadação. Contam-se os tributos e as penas pecuniárias, em resumo, rendas que o Estado colhe no setor privado, por ato de autoridade" (1986, p. 117).

Analisando o exposto pelos autores citados, constata-se que a noção de receita derivada tem como nota característica o atributo da coercitividade, entendido este não com relação ao pagamento em si, uma vez que, mesmo nas relações obrigacionais privadas, o cumprimento da prestação a cargo de cada uma das partes em um contrato é cogente, mas na espontaneidade na formação do vínculo jurídico. Ninguém escolhe, voluntariamente, ocupar o lugar de sujeito passivo em uma relação jurídico-tributária com o Estado; decide, sim, ser parte em outro tipo de relação obrigacional, na qual visa adquirir um bem, auferir renda, ser proprietário de um imóvel etc., sendo a sujeição ao pagamento da obrigação tributária imposta pela legislação como consequência da prática de atos tidos pelo ordenamento como fatos geradores do tributo. O mesmo não acontece no caso das receitas originárias, analisadas a seguir, em que há o desejo do particular de contratar com a administração.

O fato é que, conforme afirmado acima, o Manual de Contabilidade Aplicada ao Setor Público adotou tal classificação, devendo a previsão da receita derivada na Lei Orçamentária dos entes políticos ser feita mediante a sua classificação em tributárias e decorrentes do pagamento de penalidades (multas). Subdividem-se aquelas em imposto, taxa, contribuição de melhoria, contribuições sociais, de intervenção no domínio econômico e de interesse das categorias profissionais ou econômicas.

5.5.3 Receitas Originárias

Diversos são os autores que buscaram conceituar as receitas originárias. Para Aliomar Baleeiro, tais receitas "compreendem as rendas provenientes dos bens e empresas comerciais ou industriais do Estado, que os explora à semelhança dos particulares, sem exercer os seus poderes de autoridade, nem imprimir coercitividade à exigência de pagamento ou à utilização dos serviços que os justificam, embora, não raro, os institua em monopólios" (1998, p. 127).

Segundo Alberto Deodato, a receita originária é a que "o Estado aufere dos seus próprios recursos, da venda de seus bens, do exercício de sua própria atividade, como se fosse um indivíduo. [...] A receita originária é também chamada de economia privada. O Estado a arrecada de uma coisa que lhe pertence e que ele explora por meio de vendas ou contratos. É como se fora uma pessoa privada" (1987, p. 30).

Na lição de Kiyoshi Harada, receitas originárias são aquelas que resultam da atuação do Estado, sob o regime de direito privado, na exploração de atividade econômica. "São as resultantes do domínio privado do Estado. [...] O que fundamentalmente caracteriza a receita originária é sua percepção pelo Estado, absolutamente despido do caráter coercitivo próprio, porque atua sob regime de direito privado, como uma empresa privada na busca do lucro" (2009, p. 65).

Régis Fernandes de Oliveira, por sua vez, atribui um conceito mais amplo às receitas originárias, mesmo porque inclui entre estas a herança vacante e a doação com ou sem encargo. Afirma o autor que neste caso, diferentemente do que ocorre no pagamento das receitas derivadas, se encontram os interessados em nível horizontal de interesses, apenas ocorrendo relação entre eles caso haja bilateralidade de intenções (2008). "Não falamos em contrato, porque nem sempre haverá comutatividade de obrigações. Mas em bilateralidade pode-se falar, uma vez que os comportamentos são confluentes para a formação de um vínculo" (OLIVEIRA, p. 109, 2008).

Ricardo Lobo Torres conceitua tais receitas como "as que decorrem da exploração do patrimônio do Estado, compreendendo os preços públicos, as compensações financeiras e os ingressos comerciais" (2007, p. 186).

Em uma análise dos conceitos apresentados acima, pode-se inferir alguns pontos em comum, capazes de fornecer os contornos essenciais das receitas em estudo. Assim, seriam originárias aquelas decorrentes da exploração do próprio patrimônio público e da exploração de atividade econômica pelo Estado, não havendo, em ambos os casos, uma

conduta coercitiva do ente público para auferir tais receitas.

De acordo com o Manual de Contabilidade Aplicada ao Setor Público, tais receitas são aquelas resultantes "da venda de produtos ou serviços colocados à disposição dos usuários ou da cessão remunerada de bens e valores" (2009, p. 22). Distinguem-se, para efeitos de escrituração na Lei Orçamentária Anual, em patrimonial, agropecuária, industrial e aquelas provenientes de serviços.

5.5.4 Operações de crédito, amortização de empréstimos e alienação de bens

Enquanto as receitas originárias e derivadas, analisadas acima, representam espécies de receitas correntes, operações de crédito, amortização de empréstimos e alienação de bens consistem em subdivisões das receitas de capital. Segundo o MCASP, operações de crédito são "ingressos provenientes da colocação de títulos públicos ou da contratação de empréstimos e financiamentos obtidos junto a entidades estatais ou privadas" (2009, p. 25).

Ao tratar do tema, Ricardo Lobo Torres ensina que o conceito de dívida pública, no direito financeiro, é restrito e previamente delimitado. "Abrange apenas os empréstimos captados no mercado financeiro interno ou externo, através de contratos assinados com os bancos e instituições financeiras ou do oferecimento de títulos ao público em geral" (2007, p. 217-218). E continua, afirmando que se estende, ainda, à concessão de garantias e avais, que potencialmente podem gerar endividamento. Neste sentido, estariam excluídas, portanto, do conceito de dívida pública aquelas que se caracterizam como dívida da Administração, como sejam "as relativas a aluguéis, aquisição de bens, prestação de serviços, condenações judiciais etc. Também está fora do conceito de empréstimos a emissão de papel-moeda, que só no sentido econômico dele pode se aproximar" (2007, p. 218).

Também Luiz Emygdio F. da Rosa Junior se dedicou à análise do tema, aduzindo que "o Estado pode obter crédito público quer contraindo empréstimos a entidades públicas ou privadas, nacionais, estrangeiras ou internacionais, quer através da emissão de títulos colocados junto a tomadores privados de um determinado mercado" (1979, p. 78). Assim, conclui o autor, "empréstimo público é a operação pela qual o Estado recorre ao mercado interno ou externo em busca de recursos de que carece, em face, normalmente, da insuficiência da receita fiscal, assumindo a obrigação de reembolsar o capital, acrescido de vantagens, em determinadas condições por ele fixadas" (1979, p. 78).

Com relação à receita proveniente da amortização de empréstimos, consta no MCASP que são os "ingressos provenientes do recebimento de parcelas de empréstimos ou financiamentos concedidos em títulos ou contratos" (MCASP, 2012, p. 26).

Além desses, há as receitas provenientes da alienação de bens públicos, cuja compreensão é de grande importância para o presente estudo, visto que é nessa espécie de receita que se enquadra aquela proveniente da venda do petróleo pelo ente público. Ao comentar a utilização, pelo Estado, de seus próprios bens para auferir receita, Alberto Deodato afirma que a venda de bens patrimoniais era, antigamente, a forma comum de rendas. "Domínios florestais, mineiros e agrícolas foram, assim, vendidos na Europa, mesmo em aperturas financeiras passageiras. Mais modernamente, outros bens patrimoniais têm sido alienados, como estradas de ferro, correios e telégrafos, estribados os povos onde se alienam tais bens e onde o Estado é sempre mau administrador" (1987, p. 226).

5.5.5 Receitas Transferidas Correntes e de Capital

Por último, tem-se que quanto à origem, a receita pública pode ser classificada também como transferida, corrente ou de capital, conforme tenha sido enquadrada como espécie desta ou daquela em seu primeiro nível de classificação.

Dado o fato de um grande número de serviços públicos serem alocados de forma mais eficiente nos entes menores, ao contrário do que ocorre com as fontes de receita, sobretudo tributárias, cujo desempenho arrecadatório se mostra mais satisfatório quando exercido pelo ente central, gera-se um descompasso entre serviços públicos a serem oferecidos e recursos disponíveis para provê-los. A fórmula utilizada pelos países para resolver este impasse foi a criação de um sistema de transferências intergovernamentais, operada no Brasil sempre dos entes maiores para os menores.

Segundo Maurício Conti, em uma federação, a divisão territorial do poder importa em repartição de atribuições e, consequentemente, de receitas. Aduz que "as repartições de receitas consubstanciam um ponto crucial na organização dos Estados sob a forma federativa, pois asseguram a independência financeira das entidades que compõem a federação, verdadeiro alicerce da autonomia destas entidades" (2001, p. 35).

Assim, receitas transferidas são aquelas que, embora arrecadadas por um ente da federação, são repassadas a outro. Poderão ser classificadas pelo ente receptor como receita transferida corrente ou receita transferida de capital. A primeira constitui-se na receita

proveniente de outro ente, destinada a ser aplicada pelo beneficiário em despesas correntes (§ 1º, artigo 11 da Lei 4.320/64), enquanto a segunda deve ser aplicada em despesas de capital (§ 2º, artigo 11 da Lei 4.320/64).

A redação do dispositivo que conceitua essa espécie de receita é um pouco confusa[42], deixando margem para a seguinte pergunta: quem pode determinar se as receitas percebidas a título de transferência intergovernamental devem ser aplicadas em despesas correntes ou de capital?

A resposta a esse questionamento irá variar caso:

(i) a receita a ser transferida, quando ingressou no orçamento do ente transferidor, tenha sido classificada como receita de capital;

(ii) a receita a ser transferida, quando ingressou no orçamento do ente transferidor, tenha sido classificada como receita corrente.

Na primeira situação, em qualquer caso, a receita percebida pelo ente beneficiário deverá ser classificada em sua Lei Orçamentária Anual como receita transferida de capital. É que por força do artigo 44 da LRF, é vedada a aplicação de receita de capital em despesa corrente, ainda que a utilização do recurso se dê por ente diverso daquele que o arrecadou.

Já na segunda situação, deve-se verificar se a transferência em questão é obrigatória ou voluntária. Quando se tratar de transferências voluntárias, isto é, caso o repasse de recursos seja fruto de uma decisão discricionária do ente transferidor, será deste também a competência para determinar em que finalidade a receita deverá ser aplicada, se em uma despesa corrente ou de capital. Assim, se a União, por liberalidade sua, decide transferir ao Estado do Rio Grande do Norte cem milhões de reais, pode impor que esse recurso seja aplicado, por exemplo, na construção de uma escola, devendo o Estado classificar essa receita em sua Lei Orçamentária como uma receita transferida de capital,

---

[42] Art. 11 - A receita classificar-se-á nas seguintes categorias econômicas: Receitas Correntes e Receitas de Capital.
§ 1º - São Receitas Correntes as receitas tributárias, de contribuições, patrimonial, agropecuária, industrial, de serviços e outras e, ainda, **as provenientes de recursos financeiros recebidos de outras pessoas de direito público ou privado, quando destinadas a atender despesas classificáveis em Despesas Correntes**.
§ 2º - São Receitas de Capital as provenientes da realização de recursos financeiros oriundos de constituição de dívidas; da conversão, em espécie, de bens e direitos; **os recursos recebidos de outras pessoas de direito público ou privado, destinados a atender a despesas classificáveis em Despesas de Capital** e, ainda, o *superavit* do Orçamento Corrente. (grifos nossos)

pois se destina a cobrir uma despesa de capital. No entanto, se o recurso for destinado a arcar com a manutenção e o funcionamento de um hospital (despesa corrente), será classificada na LOA do ente beneficiário como receita transferida corrente.

Por outro lado, se o repasse de receitas for decorrente de uma obrigação constitucional ou legal, ou seja, uma transferência obrigatória, o beneficiário estará livre para decidir se aplicará tais recursos em despesas correntes ou de capital, e a forma como irá classificá-las em sua Lei Orçamentária.

Seguindo esse raciocínio, caso os *royalties* percebidos pela União venham a ser tidos como receita de capital, conforme se propõe, deverão ser classificados pelos entes subnacionais beneficiários como uma receita transferida de capital, aplicando-os somente em despesas de capital (investimentos e inversões financeiras).

5.6 Da classificação das receitas petrolíferas na LOA

5.6.1 Exposição da controvérsia

A definição da natureza jurídica das receitas petrolíferas é um tema de extrema importância prática. A depender da natureza que lhes forem atribuídas, irá variar todo o regramento jurídico a ser obedecido. Por exemplo, se forem entendidas como receitas tributárias, submeter-se-ão aos princípios próprios do direito tributário, tais como: legalidade, anterioridade, irretroatividade, isonomia, entre outros. Já se forem consideradas preços públicos, sua composição irá depender mais das leis de oferta e demanda, bem como do cenário econômico em que forem instituídas. Completamente diversa será também a sua regulação se entendidas como receitas de caráter indenizatório. Além disso – e esse é o principal efeito que buscamos analisar – a definição da sua natureza impacta na forma como tais receitas serão classificadas na Lei Orçamentária, o que provoca profundos reflexos no que tange aos limites legais aplicáveis a sua utilização, pelas três esferas de poder da federação brasileira.

Conforme exposto em diversas passagens deste estudo, defende-se que os *royalties lato sensu*, bem como os ingressos decorrentes da venda do petróleo (percebidos nos contratos de partilha da produção) por meio de contrato específico de compra e venda, possuem natureza jurídica de preço público, devidos em contraprestação à alienação de um bem público. Devem, portanto, ser classificados na Lei Orçamentária da União como receita de capital, em um primeiro nível, e, em seguida, na categoria "alienação de bens".

Em consequência disso, as receitas transferidas a Estados e Municípios também seriam classificadas na Lei Orçamentária desses entes como receitas de capital, por força do artigo 11, parágrafo 2º, da Lei 4.320/64, em conjunto com o disposto no artigo 44 da LRF.

Contudo, visando um conhecimento mais profundo da questão, faz-se necessário que se analisem as demais correntes que se dedicaram à análise do tema, apresentando as razões que levaram este estudo a adotar posicionamento diverso. Para tanto, discorre-se, na sequência, acerca das seguintes teorias que têm por objeto a natureza jurídica das receitas petrolíferas: (i) teoria da natureza tributária e (ii) teoria da natureza jurídica de preço público, ambas aplicáveis às rendas percebidas pela União; além das teorias da (iii) natureza indenizatória, (iv) compensatória pela perda do ICMS na origem, e (iv) da natureza de receita transferida, referentes à parcela dos recursos destinados aos entes subnacionais.

Como dito, há autores que defendem a natureza tributária dos RCCs e das participações especiais. Essa corrente é minoritária entre os juristas brasileiros, sendo seus principais expoentes Roque Antônio Carrazza (1995), Adriano Dalleffe (1998) e Alberto Xavier (1998). Referidos autores trataram em seus trabalhos especificamente da natureza jurídica da Contribuição Financeira pela Exploração de Recursos Minerais – CFEM. Essa contribuição, assim como os RCCs e as participações especiais, é também devida pelas empresas concessionárias exploradoras de recursos naturais no território brasileiro. Diferenciam-se apenas pelo fato de os RCCs e as participações especiais serem pagos em razão da "exploração" de recursos naturais específicos, quais sejam o petróleo e o gás natural, enquanto a CFEM é cobrada pela "exploração" dos minérios em geral.

Segundo Roque Antônio Carrazza, a CFEM possui natureza tributária por se enquadrar no conceito de tributo constante no art. 3º do CTN, constituindo-se em uma contribuição de intervenção no domínio econômico – CIDE (art. 149 da CF). No entanto, aduz que um tributo somente é passível de possuir natureza jurídica de imposto, taxa ou contribuição de melhoria, conforme as hipóteses de incidência e bases de cálculo que tiverem. Desse modo, conclui que a CFEM tem natureza jurídica de imposto, mas dada a sua destinação qualificada pela finalidade que deve alcançar, constitui uma CIDE.

Adriano Dalleffe e Alberto Xavier baseiam-se preponderantemente na subsunção da CFEM ao conceito de tributo previsto no Código Tributário Nacional, concluindo tratar-se de imposto.

Essa possível natureza tributária atribuível à CFEM foi objeto de análise pelo Supremo Tribunal Federal, que se posicionou nos seguintes termos:

> Bens da União: (recursos minerais e potenciais hídricos de energia elétrica): participação dos entes federados no produto ou compensação financeira por sua exploração (CF, art. 20, e § 1º): natureza jurídica: constitucionalidade da legislação de regência (L. 7.990/89, arts. 1º e 6º e L. 8.001/90). 1. **O tratar-se de prestação pecuniária compulsória instituída por lei não faz necessariamente um tributo da participação nos resultados ou da compensação financeira prevista no art. 20, § 1º, CF, que configuram receita patrimonial.** 2. A obrigação instituída na Lei 7.990/89, sob o título de "compensação financeira pela exploração de recursos minerais" (CFEM) não corresponde ao modelo constitucional respectivo, que não comportaria, como tal, a sua incidência sobre o faturamento da empresa; não obstante, é constitucional, por amoldar-se à alternativa de "participação no produto da exploração" dos aludidos recursos minerais, igualmente prevista no art. 20, § 1º, da Constituição. (RE 228800/DF, Relator: Min. Sepúlveda Pertence, Primeira Turma, 25/09/2001).

Dessa forma, a Suprema Corte afastou a teoria da natureza jurídica tributária da CFEM, reconhecendo-a como receita patrimonial devida em razão da exploração de um bem público.

Também na doutrina há diversas críticas contra o entendimento de que, por seu pagamento ser cogente e sua regulamentação estar inteiramente disciplinada pela lei, tais receitas não teriam natureza de preço público, mas sim de tributo. Neste sentido, aduz Aurélio Pitanga Seixas Filho:

> A compulsoriedade do dever jurídico tributário deve ser colocada em seu devido lugar, especialmente como ponto distintivo do tributo taxa e do preço público. A compulsoriedade é uma característica de todo e qualquer dever jurídico, seja ele de natureza obrigacional, tributário ou administrativo. A partir do momento em que a pessoa pratique, *voluntariamente*, uma conduta prevista em lei como causadora de um dever jurídico, o cumprimento deste dever jurídico passa a ser compulsório, independentemente de sua natureza jurídica específica (1998, p. 30).

Continuando em sua exposição, o referido autor defende que a existência de um regime legal que regule os contratos de concessão das jazidas, bem como os valores cobrados dos concessionários pela atividade de exploração, não descaracteriza a natureza de preço público. “É perfeitamente natural que não fique ao livre arbítrio da autoridade administrativa a disponibilidade dos bens patrimoniais do Estado” (1998, p. 30).

Reforçando esse entendimento, A. Theodoro Nascimento pronunciou-se da seguinte maneira acerca do regime jurídico dos preços:

> E, ainda que os preços venham a ser fixados por lei, hipótese possível, pois, embora a fixação ou majoração deles se opere, de regra, por ato do Executivo, por independerem de manifestação do Legislativo, nada impede que o legislador determine que os preços de venda de determinados produtos sejam fixados por lei. [...] Quando se trata de bens públicos dominiais (isto é, os que constituem o patrimônio da União, dos Estados ou dos Municípios, como objeto de direito pessoal, ou real, em cada uma dessas entidades) tal como estão definidos no Código civil brasileiro, artigo 67, estão nesse caso terras devolutas, terrenos de marinho etc., dependerão de lei para ser alienados. [...] Poderá, entretanto, o Poder Legislativo autorizar a venda ou a locação, e sem fixar o preço do imóvel ou do aluguel, submeter a alienação ou locação ao processo de concorrência pública como faz o Decreto-lei nº 9760 de 5-9-1946, que dispõe sobre imóveis da União (1977, p. 24-26).

Assim, conclui o autor que a regulação do preço devido pelos concessionários, realizada pelo Poder Legislativo, bem como o fato do seu pagamento ser impositivo, não desqualifica a natureza de preço público das receitas petrolíferas, atribuindo-lhes caráter de receita tributária.

Com relação à teoria que confere às rendas petrolíferas natureza jurídica de preço público, como já exposto de maneira pormenorizada ao longo do trabalho, há duas vertentes a ser consideradas: aquela que defende que os *royalties lato sensu* teriam natureza de preço público, devidos em contraprestação ao uso ou usufruto de um bem público, e outra, a que este estudo se perfilha, segundo a qual tais receitas seriam pagas pelos particulares em contraprestação à alienação de um bem público. Atualmente, o primeiro posicionamento é adotado pela maior parte da doutrina, e, como será visto a seguir, também no âmbito da Administração Pública de todos os entes políticos, que adotam essa teoria para fins de classificação nas suas respectivas Leis Orçamentárias. Contudo, opina-se que a adoção dessa teoria se deve à ausência de uma reflexão mais profunda sobre o tema, sobretudo no que tange às consequências negativas que provoca no modo como as receitas em questão são utilizadas.

Tratando-se da natureza jurídica das receitas petrolíferas transferidas a Estados e Municípios, há quem defenda que sua razão de ser está na necessidade de compensar os Estados pelo fato de o ICMS aplicável a combustíveis no Brasil ser cobrado no destino. Isso prejudicaria os Estados produtores, e, consequentemente, os Municípios neles localizados. Tal posicionamento foi encabeçado pelo então Ministro do Supremo Tribunal Federal Nelson Jobim, em voto proferido no Mandado de Segurança n. 24.312. Veja-se:

> Em 1988, quando se discutiu a questão do ICMS, o que tínhamos? Houve uma grande discussão da constituinte sobre se o ICMS tinha que ser na origem ou no destino.
> A decisão foi que o ICMS tinha de ser na origem, ou seja, os estados do Sul continuavam gratuitamente tributando as poupanças consumidas nos estados do Norte e do Nordeste.
> Aí surgiu um problema envolvendo dois grandes assuntos: energia elétrica – recursos hídricos – e petróleo.
> Ocorreu o seguinte: os estados onde ficasse sediada a produção de petróleo e a produção de energia elétrica acabariam recebendo ICMS incidente sobre o petróleo e energia elétrica.
> O que se fez? Participei disso diretamente [...]
> Então, qual foi o entendimento político naquela época que deu origem a dois dispositivos na Constituição? Daí porque preciso ler o parágrafo 1º do artigo 20, em combinação com o inciso X do art. 155, ambos da Constituição Federal.
> O que se fez? Estabeleceu-se que o ICMS não incidiria sobre operações que se destinassem a outros estados – petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos, gasosos e derivados e energia elétrica −, ou seja, tirou-se da origem a incidência do ICMS. [...]
> Assim, decidiu-se da seguinte forma: tira-se o ICMS da origem e se dá aos estados uma compensação financeira pela perda dessa receita. Aí se criou o parágrafo 1º do artigo 20.
> [...] estou tentando recompor a questão histórica, com isso, estou entendendo que não é uma receita da União que liberalmente está dando, por convenio, ao Estado: é uma receita originária dos Estados, face à compensação da exploração em seu território de um bem, de um produto sobre o qual não incide o ICMS. Essa é a origem do problema.

Sob esse argumento, a compensação financeira prevista no parágrafo 1º do artigo 20 seria um artifício criado pelo constituinte de 1988 para compensar os Estados produtores de petróleo pela perda da arrecadação com o ICMS, que passou a ser tributado no destino.

Discorda-se do referido posicionamento por uma questão bastante simples: a compensação financeira dos Estados e Municípios produtores de petróleo e gás já existia antes da Constituição de 1988.

Conforme será visto no capítulo 6, ao analisar a evolução jurídica da legislação petrolífera referente à partilha de receitas, desde a promulgação da Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, Estados e Municípios onde ocorresse a lavra de petróleo, xisto betuminoso e a extração de gás tinham direito a receber da Petrobras e de suas subsidiárias uma indenização sobre o valor do óleo extraído. Esse valor era de 5% (cinco por cento) para os Estados, os quais deveriam repassar 20% (vinte por cento) do que recebessem aos Municípios.

A Lei 7.990/89 apenas alterou os valores das participações dos entes beneficiários e passou a chamar de compensação o que anteriormente era indenização, em obediência à

nomenclatura oposta pela Constituição Federal.

Desse modo, não faz sentido a afirmação do ex-ministro de que a compensação financeira instituída no parágrafo 1º do artigo 20 se presta para compensar uma perda na arrecadação, imposta pela Constituição Federal aos Estados por meio do artigo 155, X. Na verdade, a compensação financeira pela exploração de recursos minerais já existia e nada tinha a ver com a compensação do ICMS. Ressalte-se que anteriormente à Constituição de 1988, os derivados do petróleo eram tributados na sua origem por meio do "imposto único sobre combustíveis e lubrificantes líquidos minerais, importados e produzidos no país", de *competência da União*. Como dito, a CFEM já existia. O que ocorreu, repita-se, foi tão só a mera elevação ao *status* constitucional de norma que já existia no plano da legislação ordinária.

Feitas essas considerações, passa-se à análise da teoria indenizatória. O tema foi tratado de forma pormenorizada por Kiyoshi Harada, razão por que são trazidos à baila seus ensinamentos (2009, p. 55).

> Daí sua inclusão, por parte de alguns autores, no rol de receitas originárias, na subespécie de receitas patrimoniais. Contudo, **o fato de os recursos naturais pertencerem ao patrimônio da União retira o caráter de receita patrimonial em relação aos Estados, Distrito Federal e Municípios.**
> **Pode-se acrescentar que essa receita, em relação às entidades políticas não titulares dos recursos naturais, tem uma natureza contraprestacional**. Realmente, não há como negar que a exploração de recursos naturais, que se caracteriza como atividade de grande porte, obriga os poderes públicos a efetuar investimentos maciços na formação de completa infra-estrutura material e pessoal, capaz de suportar as movimentações de bens e pessoas delas decorrentes. Além disso, notadamente o poder público local é obrigado a manter um programa ou um serviço de assistência à população direta ou indiretamente envolvida na atividade econômica da espécie. É fato incontestável que toda atividade econômica de grande porte atrai populações mais carentes, resultando na formação de cinturões de pobreza em torno dos centros urbanos, que se constituem em causas permanentes de inúmeros problemas.
> Em caso de acidentes decorrentes dessas atividades, torna-se imperiosa a imediata mobilização de recursos materiais e humanos pelos poderes públicos. E o poder público local é sempre aquele que se encontra na linha de frente para prestar os primeiros socorros à população atingida. Daí o caráter contraprestacional desse tipo de ingresso de dinheiro, denominado de compensação financeira (grifos nossos).

A nosso ver, a teoria indenizatória faz sentido como critério de razoabilidade para aferir o montante a ser repassado a Estados e Municípios em cujo território ocorram

atividades extrativas, o que deve ser compatível com os gastos extraordinários suportados por estes em razão da produção de petróleo.

Deve servir, portanto, ao Legislativo, como parâmetro para o estabelecimento das alíquotas das receitas petrolíferas a serem transferidas, e, ao Judiciário, para a sua revisão, caso as alíquotas estabelecidas pela legislação não se mostrem razoáveis, seja por não compensarem devidamente os entes subnacionais, seja por destinarem a estes um montante muito superior ao adequado, em detrimento de toda a federação, que deixa de se beneficiar com os recursos provenientes de um bem que pertence à União, e, *a priori*, deveria beneficiar a todos igualmente.

No entanto, para fins de classificação nas Leis Orçamentárias, entende-se que constituem receitas transferidas, no mesmo sentido do exposto por Fernando Scaff (2009, p. 293-294) ao tratar da natureza jurídica da compensação financeira pela exploração de recursos minerais:

> Desse modo, a despeito da CFEM ser classificada como uma *receita originária do Estado (lato sensu)*, ela ***não*** se caracteriza como uma *receita originária do Estado-Membro.* Para os entes subnacionais (Estados-Membro, Distrito Federal e Municípios) da Federação, a receita da CFEM é uma *receita* ***transferida***, pois decorre de uma arrecadação de valores efetuada por um ente federativo, no caso a União, através de uma autarquia federal (o DNPM) e a eles ***transferida***.
> Não se trata de receita originária dos Estados-Membro em razão de que a Constituição estabeleceu que os recursos minerais, inclusive os do subsolo, são bens da União (art. 20, IX). Logo, o que está sendo explorado não é o patrimônio dos Estados-membro ou dos Municípios, mas o da União. Para aqueles cabe o recebimento de uma parcela em dinheiro, paga a título de *compensação financeira pela exploração de recursos minerais* (art. 20, § 1º).

Da mesma forma como argumentou o autor em relação à CFEM, concorda-se que se trata de receitas transferidas, as quais, entretanto, devem ser classificadas na Lei Orçamentária dos entes beneficiários como transferências de capital, uma vez classificadas originariamente no ente arrecadador como receitas de capital.

Por fim, vale acrescentar que os valores arrecadados pelo Tesouro Nacional a título de *royalties lato sensu* devem ser obrigatoriamente repassados aos Estados e Municípios beneficiários em sua integralidade.

Essa obrigatoriedade fica cristalizada na dicção dos artigos 20 e 27 do Decreto 2.705/98, que determina à Secretaria do Tesouro Nacional o repasse dos recursos arrecadados com RCCs e participações especiais aos seus beneficiários. Fernando Scaff

(2006), ao tratar da compensação financeira pela exploração de recursos minerais − paga pelos concessionários que exploram os demais recursos minerais − associa os valores repassados pela União para os entes subnacionais a uma participação *direta* no produto da arrecadação, tal como ocorre com as parcelas do IPVA e do ITR, que são transferidas pelos Estados aos Municípios, e pela União aos Municípios, respectivamente [43]. Essa forma de participação no produto da arrecadação se estabelece, segundo José Maurício Conti (2001, p. 38), quando "parte do tributo arrecadado por uma unidade da federação pertence a outra unidade. Assim, determinada unidade que tem competência para instituir um tributo, ao fazê-lo, deverá destinar parte do valor arrecadado a outra unidade".

Desse modo, pertencendo as parcelas de RCCs e participações especiais aos Estados e Municípios beneficiários, cabe à União, da mesma forma como ocorre com os referidos tributos, apenas repassar o que lhes é devido, não lhe sendo lícito reter esses valores, uma vez que apenas possui a competência para a arrecadação deles, e não a sua titularidade.

5.6.2 Nosso posicionamento[44]

Conforme mencionado anteriormente, a União e os demais entes da federação registram toda a receita obtida com a venda do petróleo, em suas respectivas Leis Orçamentárias, como receita corrente patrimonial, devida em razão do usufruto de um bem público. Para uma melhor compreensão, ver-se-á o que dispõe a LOA da União de 2010 (Lei 12.214/2010).

No seu volume I, entre as páginas 504 e 520, consta a receita dos Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social por natureza, fonte de recursos e esfera. Nesse quadro, verifica-se que as receitas arrecadadas com *royalties* dos contratos de concessão e participações especiais estão registradas na página 508 como receitas correntes, do tipo patrimonial.

O Manual de Contabilidade Aplicada ao Setor Público, que serve de guia para a

---

[43] José Mauricio Conti (2001, p. 38) refere-se à participação direta no resultado em contraposição à participação indireta ou por meio de fundos. Nesta, o produto da arrecadação, em vez de ser repassado diretamente para o seu beneficiário, é destinado à "formação de fundos, e posteriormente os recursos que compõem os fundos são distribuídos aos beneficiários, segundo critérios previamente definidos".

[44] O posicionamento que aqui se defende foi exposto de maneira superficial em artigo de nossa autoria, anteriormente publicado na obra Direito Financeiro e Orçamentos Públicos (2011). Embora a ideia aqui defendida tenha sido lançada naquela ocasião, toda a fundamentação que a sustenta foi desenvolvida de maneira inovadora na presente tese.

elaboração do Orçamento, define receitas patrimoniais como sendo o "ingresso *proveniente da fruição do patrimônio*, pela exploração de bens imobiliários ou mobiliários, e da participação societária" (2009, p. 24, grifos nossos).

Assim, ao classificar os *royalties* dos contratos de concessão e as participações especiais como receitas correntes em suas Leis Orçamentárias, os entes políticos estão conferindo a essas receitas uma natureza que não se coaduna com a melhor técnica jurídica. Conforme já visto em detalhes, não decorrem tais receitas da *fruição* ou *usufruto* de um bem público, como seria de esperar, para que fossem classificadas como receitas correntes, mas sim de sua alienação.

Segundo De Plácido e Silva, como termo *fruição*, procura-se distinguir no direito a fruição (*jus fruendi*) do uso (*jus utendi*). "Mas, a rigor de seu sentido etimológico, fruição tanto significa o gozo como o uso, pois que fruir tanto quer dizer gozar os frutos, como gozar as utilidades e aplicações que se possam tirar das coisas". Em qualquer hipótese, continua o autor, "por fruição entende-se somente a percepção das vantagens ou utilidades que os bens possuam, salva *rerum substantia*, isto é, exceto as qualidades constitutivas da coisa" (1967, p. 720-721, v. II).

Ao tratar da expressão *usufruto* (fruído pelo uso), concebe o instituto como sendo

> o direito assegurado a alguém, para que possa gozar, ou fruir, as utilidades e frutos de uma coisa, cuja propriedade pertence a outrem, enquanto temporariamente destacado da mesma propriedade. [...] O usufruto, assim, revela-se o direito real sobre coisa alheia (*jus in re aliena)*, **atribuindo ao usufrutuário o direito de usá-la temporariamente, percebendo os frutos que produzir, ou retirando dela as utilidades que não lhe destruam a substância** (1967, p. 1.615, v. IV).

As definições expostas pelo autor são autoexplicativas. Veja-se: "salva *rerum substantia*"; "atribuindo ao usufrutuário o direito de usar temporariamente, percebendo os frutos que produzir, ou retirando dela as utilidades que não lhe destruam a substância"! Ora, se a utilização do bem leva à sua própria extinção, não há usufruto, mas alienação gradual do bem.

Como se pode conceber que os *royalties* e as participações especiais sejam uma contraprestação pelo usufruto de um bem público, se este bem (petróleo e gás) não continua a pertencer ao domínio do Estado após a sua extração?

Na verdade, há uma receita corrente patrimonial, por exemplo, no caso do aluguel de um imóvel. As rendas obtidas, pagas mensalmente, são receitas patrimoniais, pois o

Estado continua a ter o domínio sobre o bem, enquanto o particular apenas possui o direito de explorá-lo da maneira que lhe aprouver. Ao final do contrato, o ente público ainda será o seu titular, podendo vir a negociar com outrem, novamente, o seu uso ou usufruto.

No caso do petróleo e do gás, isso não acontece, pois, seja no contrato de concessão, seja no de partilha da produção, as rendas obtidas serão sempre decorrentes da transferência de propriedade desses bens para um particular. Ou seja, representarão sempre uma *conversão, em espécie, de um bem público*, enquadrando-se, portanto, como uma receita de capital, conforme dicção do parágrafo 2º do artigo 11 da Lei 4.320/64, citado acima.

Portanto, faz-se necessário que as Administrações Públicas federais, estaduais e municipais revejam sua interpretação acerca da natureza jurídica dessas receitas, passando a enquadrá-las em suas leis orçamentárias, em obediência à Lei 4.320/64, como receitas de capital. Tal iniciativa deve partir, necessariamente, da Administração Pública federal, que uma vez registrando esses valores como receitas de capital, torna obrigatório, por força do disposto no artigo 11, § 2º, da Lei 4.320/64, em conjunto com o artigo 44 da LRF, que Estados e Municípios procedam da mesma forma, independentemente da edição de qualquer Lei, porquanto se trata apenas de uma mudança de postura interpretativa.

6 DA PARTILHA DAS RECEITAS PETROLÍFERAS

6.1 Notas Introdutórias

Após ingressarem nos cofres do Tesouro Nacional, as receitas públicas pagas a título de *royalties lato sensu* pelas companhias petrolíferas deverão ser distribuídas aos beneficiários eleitos pela legislação, em obediência ao artigo 20, parágrafo 1º, da Constituição Federal. Uma parte permanecerá com a União, e outra será destinada a Estados e Municípios, notadamente aqueles em cujo território sejam desenvolvidas atividades extrativas.

Nesse contexto, o objetivo do presente capítulo será analisar a forma como o ordenamento jurídico tratou a partilha dos *royalties lato sensu*, iniciando pela análise do comando constitucional, para, em seguida, verificar, em detalhes, como a legislação ordinária operacionalizou essa repartição.

Contudo, em um primeiro momento, expõem-se os principais argumentos econômicos contra e a favor da descentralização das rendas petrolíferas, debatidos na doutrina nacional e internacional, observando em que medida é eficiente que estas receitas permaneçam nos entes locais ou regionais, ou se devem ser concentradas no governo federal. Tais informações serão importantes, pois conferem ao jurista uma visão crítica ao interpretar as normas que tratam do assunto, auxiliando-o a compreender o fenômeno da repartição de receitas de uma maneira mais global, percebendo os impactos dos seus posicionamentos para a economia do país.

6.2 Federalismo Fiscal e Partilha de Receitas oriundas de recursos naturais

Cada país produtor de petróleo possui um regramento bastante peculiar no que tange à forma como as receitas públicas arrecadadas com a atividade petrolífera serão distribuídas internamente. São vários os fatores que podem influenciar na construção de um modelo próprio de alocação dessas rendas: questões históricas, econômicas, sociais e até mesmo religiosas.

Existe uma enorme gama de possibilidades, algumas marcadas por medidas que centralizam as receitas no governo federal, enquanto outras se baseiam numa maior descentralização, atribuindo mais poder aos entes subnacionais onde estão presentes os recursos naturais. No entanto, tanto num como noutro caso, existem problemas a ser

enfrentados pelos Estados nacionais, que se acentuam sobremaneira no caso de uma federação, onde cada ente subnacional, dotado de autonomia política, administrativa e financeira, busca defender interesses próprios, os quais, muitas vezes, não guardam compatibilidade com os dos demais. Por exemplo, uma descentralização das rendas que privilegie as regiões produtoras gera uma disparidade econômica inter-regional, sobretudo em países com grandes dimensões. Ao revés, afirma-se que uma centralização desses recursos dificultaria os entes locais de promoverem medidas adequadas de prevenção e combate a danos ambientais gerados pela atividade petrolífera.

O estudo de todos esses possíveis arranjos financeiros que se formam dentro de uma federação, de modo a distribuir receitas e encargos entre os seus entes, é o que se pode chamar de federalismo fiscal. O Prof. José Mauricio Conti define-o nos seguintes termos:

> O estudo da maneira pela qual as esferas de governo se relacionam do ponto de vista financeiro, que podemos denominar de federalismo fiscal, engloba a análise da maneira pela qual está organizado o Estado, qual é o tipo de federação adotado, qual é o grau de autonomia dos seus membros, as incumbências que lhes são atribuídas e, fundamentalmente, a forma pela qual serão financiadas (2001, p. 24-25).

O objetivo do federalismo fiscal, segundo Marcos Mendes, é "buscar uma divisão de tarefas que maximize a eficiência do setor público". Prossegue sua explanação afirmando que "o federalismo fiscal procura estabelecer parâmetros de racionalidade e eficiência econômica que orientem os ajustes na organização das federações, à medida que o processo político permita tais alterações" (2004, p. 421-423).

Assim, o objetivo da presente seção consiste em expor os principais argumentos econômicos contra e a favor da descentralização das rendas petrolíferas, debatidos na doutrina internacional, verificando em que medida estas receitas devem permanecer nos entes locais ou regionais ou se devem ser concentradas no governo federal. Antes, porém, analisam-se as principais técnicas utilizadas para levar a cabo a descentralização dessas receitas apontadas por Charles E. McLure (2003) e Giorgio Brosio (2003), que consideraram em sua análise tanto Estados federais como unitários.

Ensina McLure que, de maneira geral, observam-se cinco formas por meio das quais isso é feito: (i) transferência da propriedade dos recursos para os entes subnacionais; (ii) atribuição ao ente subnacional de competência para legislar, implementar e arrecadar as receitas petrolíferas, notadamente dos *royalties*; (iii) *surcharges*; (iv) *tax sharing*; e (v) *revenue sharing*.

No primeiro, a propriedade dos recursos naturais é atribuída ao ente subnacional, de modo que o total das receitas arrecadadas com a atividade petrolífera é por ele apropriado, estando livre para decidir sobre todos os aspectos da cobrança (ex.: base de cálculo, alíquota, sujeito passivo etc.), bem como para arrecadar, gerir e fiscalizar a sua aplicação.

No segundo caso, embora a propriedade dos recursos seja do ente central, os entes subnacionais onde o petróleo está localizado detêm o poder de legislar, instituir e administrar as receitas tributárias ou não, percebidas em decorrência do exercício da atividade petrolífera no seu território. Contudo, essa liberdade não é plena como no sistema anterior, podendo encontrar certas limitações na ordem constitucional ou em leis nacionais:

> This is the situation in the United States and Canada. Subnational taxing powers may be exclusive or concurrent with national powers, and constitutions or national laws may limit such legal rights. For example, there may be limits on the types of taxes subnational governments can impose on oil, on tax rates, and even on the definition of the tax base. For example, it might be required that key provisions such as depletion allowances follow national law, or the required conformity might be more far-reaching (McLURE, 2003, p.206).

Aduz-se também ser comum que, neste caso, existam comandos impondo a uniformização de procedimentos concernentes ao *compliance* e à administração das receitas em questão, uma vez que a ausência de disposições neste sentido levaria à criação de lacunas e sobreposições de obrigações acessórias na base tributária dos Estados, gerando um custo excessivo tanto para os contribuintes como para os entes públicos.

A terceira técnica a que faz referência o autor são as *subnational surcharges on national taxes*, ou seja, o compartilhamento de uma mesma base de cálculo pelos entes subnacional e central, sendo a alíquota total incidente resultante da soma da alíquota imposta por cada um desses entes. Essa forma de arrecadação é utilizada por algumas províncias no Canadá e se dá nos seguintes termos:

> Subnational governments may collect surcharges on the national tax, or the national government may collect surcharges on the national tax, or the national government may collect surcharges for them. Federal administration of provincial income tax surcharges is available on a voluntary basis to Canadian provinces that choose to adopt the federal income tax base. Other provinces, while administering their own taxes, rely heavily on the federal definition of taxable income.
> Subnational surcharges may be imposed on either the national tax base or the national tax liability. Subnational autonomy is greater if the surcharge

> is levied on the national tax base than if it is levied on the amount of the national tax, as in Canada until recently. In the latter case the structure of subnational taxes depends on the structure of the national tax (2003, p. 207).

A quarta forma de participação dos entes nacionais nas receitas petrolíferas é a chamada *tax sharing*, na qual, embora as receitas sejam arrecadadas pelo ente central, são posteriormente repassadas aos entes onde se localiza a produção, segundo alíquotas definidas na legislação nacional. Este mecanismo é similar ao que ocorre no Brasil, por exemplo, no caso do Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural, cuja competência para arrecadá-lo pertence à União, que tem o dever de repassar diretamente ao município onde estiver localizado o imóvel, 50% (cinquenta por cento) do que arrecadar. Com isso, assim como nas demais técnicas comentadas, as receitas oriundas da atividade petrolífera permanecem no ente onde ocorre a extração.

Por fim, tem-se o modelo de *revenue sharing*, no qual "as receitas são partilhadas com as jurisdições subnacionais com base em uma fórmula, ao invés de serem canalizadas diretamente para as suas jurisdições de origem" (McLURE, 2003, p. 207, tradução nossa). Este é o modelo adotado no Brasil e pela maioria dos países produtores de petróleo, segundo informa Giorgio Brosio, mencionando outros, também organizados sob a forma federativa, que adotam a técnica em comento: Austrália, Argentina, Rússia e Canadá (nas regiões de Newfoundland e Labrador, abrangidas pelo Acordo do Atlântico). Além desses, adotam também tal sistema países unitários, tais como Colômbia, Bolívia, Papua Nova Guiné e Itália (BROSIO, 2003, p. 257).

Segundo o autor italiano, uma sexta forma de se transferir receitas para os entes subnacionais tem sido desenvolvida recentemente em Papua Nova Guiné, conhecida por *in-kind revenue sharing*. Nesta, os entes subnacionais onde se localizam atividades extrativas têm acesso a uma parcela da receita gerada em seu território com a atividade petrolífera, mediante o fornecimento de infraestrutura pelas companhias que exploram esses recursos e segundo determinado pela legislação nacional. Enfatiza, por fim, ao se referir às três últimas técnicas mencionadas, que a utilização de uma não exclui a de outra em um mesmo país, havendo diversos exemplos em que elas são combinadas.

Visto isso, passa-se a analisar os argumentos econômicos contra e a favor da descentralização, formulados pela doutrina[45] sobre o tema.

---

[45] (TER-MINASSIAN, 1997), (BROSIO, 2003), (McLURE, 2003), (BAHL, 2004), (AHMAD; MOTTU, 2003), (MENDES, 2012), (SPRINGER, 2008) e (SERRA, 2006).

O primeiro deles, a favor, é chamado de "o argumento hereditário". Afirma-se que os entes regionais e a sua população receberam uma herança na forma de recursos naturais, e que se esta vai se esgotar no futuro, necessitará ser reposta de alguma forma. Assim, o dinheiro obtido com os recursos naturais deveria ser investido na diversificação produtiva, garantindo às gerações futuras daquele local uma base de sustentação econômica.

O segundo argumento está ligado a um custo de reembolso. A região que abriga atividades extrativas de recursos naturais estaria sujeita a degradações ambientais. Precisaria também investir em infraestrutura para dar suporte à atividade, bem como sofre transtornos sociais causados pelo aumento da população. Assim, teria direito de receber as receitas decorrentes dessa exploração como um reembolso pelas despesas geradas em seu território.

A terceira justificativa para a razão de os recursos naturais deverem permanecer nos entes regionais ou locais baseia-se na necessidade de evitar que estes implantem mecanismos indesejáveis para a obtenção de receitas, conhecidos como "*backdoor*". Aduz-se que se não houver um sistema formal de reembolso, vários tipos de taxas despropositadas serão criadas, o que gerará um problema para aqueles que desejam investir na região.

Por fim, menciona-se também a importância da transferência desses recursos para as regiões produtoras, como uma forma de manutenção da unidade política, que depende de um modelo de repartição de receitas aceito como justo por todas as regiões, ainda quando não lhes seja absolutamente favorável.

Quanto aos argumentos contra a descentralização, o primeiro deles baseia-se em questões de equalização fiscal e justiça redistributiva. Tendo em vista que os recursos naturais são geograficamente concentrados, a alocação das receitas apenas nas regiões produtoras promoveria uma significativa diferença de renda *per capita* entre os entes federativos, o que se refletiria na qualidade dos serviços públicos prestados, situação indesejada, sobretudo em países como o Brasil, onde a diminuição das desigualdades regionais e sociais é um objetivo constitucionalmente fixado.

Outro forte argumento é o de que os governos subnacionais não têm capacidade para suportar as altas oscilações por que passa o preço do petróleo, o que se reflete diretamente no montante da receita arrecadada. Dessa forma, os governos nacionais estariam numa posição mais confortável para lidar com essa instabilidade do que os governos subnacionais, por exemplo, porque teriam um maior orçamento, no qual haveria uma menor porcentagem de participação das receitas petrolíferas, além de terem um maior

acesso ao mercado de créditos e o poder de controle sobre a política monetária. Some-se ainda, argumentam os autores, o fato de o ente central estar normalmente mais bem equipado técnica e politicamente, bem como resistir melhor à pressão por gastos quando as receitas estão altas, de modo a implementar políticas anticíclicas e estabilizadoras, conforme exemplifica o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN)[46].

Dessa forma, conclui Springer:

> o mais eficiente seria deixar sob responsabilidade da União a arrecadação das receitas oriundas do petróleo, bem como dos gastos. Caso se entenda que seja necessário redistribuir os recursos para os entes federativos, deveria ser criada uma fórmula que garantisse um fluxo relativamente constante de receitas para esses entes. Com esse sistema, a volatilidade das receitas advindas da exploração do petróleo seria transferida, na medida do possível, integralmente para a União (2009, p.34).

O terceiro argumento diz respeito a questões macroeconômicas. Para Bahl, impostos mais elevados sobre os recursos naturais podem resolver o problema do déficit nacional, o que ajudaria a manter a carga tributária do país menor. Além disso, o deslocamento de receitas para o governo nacional lhe daria uma maior margem de manobra para orientar investimentos.

Como último argumento, afirma-se que os governos locais tendem a desperdiçar o dinheiro arrecadado com os recursos naturais, uma vez que não teriam capacidade para absorver uma quantidade tão grande de dinheiro em tão pouco tempo, o que levaria os seus líderes a gastar o dinheiro arrecadado em atividades que não beneficiem as gerações futuras, ou a investirem fortemente no aumento das despesas correntes do governo, além de propiciar o aumento da corrupção.

Ao expor tais argumentos, concluem os autores no sentido de que, em um sistema ideal, seria desejável a centralização das receitas petrolíferas, juntamente com a transferência de recursos financeiros para os entes subnacionais, com fundamento em

---

[46] "Trata-se de um fundo com dupla finalidade: a garantia de estabilidade macroeconômica e a constituição de um fundo de poupança. A contribuição do fundo para a estabilidade macroeconômica se efetiva em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, o fundo, ao recolher o excesso de divisas daquele grande país exportador, contribuiria para minimizar a pressão inflacionária; nas conjunturas de baixa do preço do petróleo, o fundo socorreria o Tesouro, evitando um maior nível de endividamento. Portanto, um fundo voltado para a estabilidade monetária e para prevenção de déficits públicos.
"A função de poupança é realizada a partir dos depósitos anuais, em conjunturas de alta dos preços petrolíferos, e do incremento de dividendos ao principal do fundo. Este fundo de poupança torna-se especialmente relevante para o país, diante da previsão (em função do envelhecimento da população e do amadurecimento dos campos petrolíferos noruegueses) de incremento das despesas com aposentadoria na mesma época em que, espera-se, as receitas petrolíferas começarão a cair." (SERRA, 2005, p. 133-134).

outras bases tributárias, de forma a promover políticas fiscais distributivas e equalizadoras. Contudo, diante das dificuldades políticas[47] que envolvem a sua efetivação, a solução menos indesejada seria a transferência das rendas petrolíferas via *sharing revenues*, por meio da qual é possível realizar a transferência de recursos segundo critérios pre-estabelecidos pela legislação nacional, os quais podem conter medidas redistributivas, bem como impor o alcance de resultados na aplicação dos recursos.

Analisando especificamente o caso brasileiro, Serra (2003), Springer (2009) e Mendes e Kohler (2012) concluem no mesmo sentido, alertando para a inaplicabilidade, no caso do Brasil, dos argumentos apresentados a favor de políticas descentralizadoras.

6.3 Exposição do debate político no Brasil sobre a partilha dos *royalties*

A partir da descoberta do pré-sal, instaurou-se no cenário político brasileiro uma ampla discussão acerca da forma como são distribuídas as receitas petrolíferas no Brasil. O cerne da disputa referia-se à revisão dos critérios de partilha dos *royalties lato sensu*, transferidos pela União aos entes subnacionais, pois, enquanto os entes produtores defendiam um direito constitucional a se apropriar de uma maior parcela dos *royalties* transferidos, os demais Estados e Municípios argumentavam que por ser um bem público da União, o petróleo deveria beneficiar igualmente toda a federação.

Uma análise jurídica detalhada dos critérios previstos na legislação para operar essa divisão será feita adiante, à luz das proposições descritivas a serem formuladas com relação ao conteúdo do parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição Federal, dispositivo que rege a transferência das receitas petrolíferas entre os entes federativos no Brasil. Por ora, tal qual se fez no tópico anterior, tão só serão expostos os argumentos econômicos a favor e contra a descentralização dos recursos formulados pela doutrina, agora especificamente para o caso brasileiro, que, segundo os autores analisados, devem guiar o debate político na formulação do novo regime de partilha.

---

[47] "The analysis presented here is best applied before oil is discovered. In that context, decisions on revenue assignment can be made behind the veil of ignorance, not knowing how much revenue will be at stake or which will be the oil-rich jurisdictions. Regional vested interests will not yet have arisen and a nationally oriented view of costs of compliance and administration, of distributional equity, and of allocative efficiency is possible. Once oil has been discovered, the political dynamic is likely to be very different. If reserves are extremely valuable, and especially if they are highly concentrated geographically, regional interests will come to the fore and a different view of distributional issues – the distribution of revenues between the central and subnational governments and among subnational governments – is likely to dominate all other issues in political discussions. When the stakes are high, such discussions may become especially acrimonious" (McLURE, 2003, p. 204-205).

Segundo José Roberto Afonso, há um consenso atualmente no Brasil sobre a essencialidade de se discutir – ou rediscutir − o destino que a nação vai dar às futuras receitas advindas da exploração do petróleo presente na sua plataforma continental. Entende ele que o ponto de partida para tais debates deveria ser o destino já dado às presentes receitas e, com base nisso, discutir os princípios que devem nortear as regras de distribuição e aplicação das rendas do petróleo. Assim se posiciona:

> Esse debate não pode girar apenas em torno do pretenso direito natural (ou constitucional) de propriedade das distintas esferas de governo sobre as jazidas de petróleo, mas deve se pautar pelo princípio da justiça entre gerações proposto por Hartwick (1977). Ou seja, o ideal é que as decisões de políticas públicas em torno da matéria tenham por objetivo básico proporcionar às gerações futuras uma compensação pela exploração presente de um recurso exaurível, o que pode ser feito sob diversas formas de poupança e investimento (AFONSO, 2008, p. 233)

Conforme exposto na seção anterior, um argumento muito utilizado por aqueles que defendem a transferência das receitas petrolíferas para as regiões produtoras é que estas necessitam ser compensadas pelos danos ambientais sofridos em seu território com o exercício da atividade extrativa, bem como para arcar com o aumento da demanda por obras de infraestrutura e serviços públicos. Aduz Kiyoshi Harada:

> Realmente, não há como negar que a exploração de recursos naturais, que se caracteriza como atividade de grande porte, obriga os poderes públicos a efetuar investimentos maciços na formação de completa infra-estrutura material e pessoal, capaz de suportar as movimentações de bens e pessoas delas decorrentes. Além disso, notadamente o poder público local é obrigado a manter um programa ou um serviço de assistência à população direta ou indiretamente envolvida na atividade econômica da espécie. É fato incontestável que toda atividade econômica de grande porte atrai populações mais carentes, resultando na formação de cinturões de pobreza em torno dos centros urbanos, que se constituem em causas permanentes de inúmeros problemas.
> Em caso de acidentes, decorrentes dessas atividades, torna-se imperiosa a imediata mobilização de recursos materiais e humanos pelos poderes públicos. E o poder público local é sempre aquele que se encontra na linha de frente para prestar os primeiros socorros à população atingida (2009, p. 85)

O argumento faz sentido, contudo, precisa ser bem mais ponderado, sobretudo no caso brasileiro, uma vez que mais de 90% da produção nacional de petróleo ocorre na plataforma continental, na sua maioria, a uma distância superior a 100 milhas da costa. Em decorrência disso, o simples fato de um município ser considerado confrontante não

implica que este sofra algum impacto com a atividade:

> No caso da produção em mar, entretanto, a definição das localidades com direito à compensação é absolutamente arbitrária e tem se baseado em um conceito acessório, o da "confrontação" com poços ou campos de petróleo, ainda que esses poços e campos estejam – na sua maioria – a uma distância de quase 100 milhas da costa, onde diferentes prolongamentos de linhas podem implicar diferentes situações de "direito à compensação" (AFONSO, 2008, p. 240).

No mesmo sentido, Serra ilustra essa questão referindo-se ao Município de Campos dos Goytacazes:

> Tome-se, como exemplo, o município de Campos dos Goytacazes cujas projeções traçadas pelo IBGE abarcam quase a totalidade dos poços da Bacia de Campos, garantido a esse município 24,3% do total pago a todos os municípios [...], embora as atividades de embarque e desembarque associadas à atividade petrolífera sejam pouco expressivas em seu território (2006, p. 218).

Com base em tais argumentos, concluem que uma repartição justa das receitas petrolíferas seria aquela em que fossem beneficiadas as regiões realmente afetadas, e não aquelas que simplesmente se encontram mais próximas dos campos de extração.

Ademais, se a transferência de receitas para as ditas regiões produtoras são devidas em razão de um dano, os valores repassados pela União não poderiam estar vinculados a uma fração do que for produzido pela empresa concessionária. Haveria, necessariamente, um teto, que seria exatamente o valor desse dano.

Serra propõe a implementação de um teto ao valor dos *royalties* e participações especiais repassados pela União aos entes subnacionais, como sugestão para o aprimoramento das regras de distribuição e aplicação das rendas petrolíferas:

> A norma brasileira de distribuição das rendas petrolífera entre os municípios não prevê nenhum mecanismo de limitação das somas máximas de repasses para estas esferas governamentais. A questão que parece nortear este debate, é: será que o aumento do volume de petróleo e gás extraído da plataforma continental gera impactos proporcionais no território continental?
>
> É possível que a elevação da demanda por alguns insumos produtivos cresça proporcionalmente ao volume de petróleo e gás extraído, mas grande parte dos bens e serviços que atendem ao segmento de E-P, como é sabido, sofrerão somente acréscimos marginais em sua demanda, ou permanecerão fixos, até certo limite, como por exemplo, a infra-estrutura de dutos de escoamento.

> Uma definição de tetos máximos para os repasses de royalties aos municípios, estabelecidos em razão do volume produzido, poderia servir como parâmetro para uma lógica de distribuição mais equânime. No Estado de Dakota do Norte (EUA), por exemplo, são utilizadas regras para limitação do volume de recursos destinados às esferas locais (2006, p. 234).

Marcos Mendes e Marcos Kohler afirmam que a própria atividade petrolífera já estimula bastante o desenvolvimento de atividades econômicas nas regiões afetadas, "aumentando substancialmente a base de arrecadação tributária" (2012, p. 2). Defendem que:

> No que diz respeito aos impactos ecológicos, a distância entre os campos do pré-sal e a costa, de centenas de quilômetros, torna praticamente impossível associar qualquer dano ecológico ao município confrontante: o município efetivamente afetado dependerá muito mais das correntes marítimas e de outros fatores geológicos do que da proximidade da plataforma de exploração (2012, p. 2).

Como visto, mesmo os argumentos a favor da descentralização apontados na doutrina internacional são vistos com uma série de ressalvas pela doutrina econômica brasileira, em face da peculiaridade existente em nosso território, consistente no fato de a produção de petróleo se dar em sua imensa maioria na modalidade *offshore*.

No que tange aos argumentos contra a descentralização dos recursos, critica-se severamente a alta concentração da renda petrolífera em um único Estado brasileiro – o Rio de Janeiro − e em um pequeno número de municípios, localizados nesse Estado.

Essa concentração pode ser verificada com a análise dos valores arrecadados no ano de 2011 com *royalties* e participações especiais. Dos 8.907 bilhões de reais arrecadados a título de *royalties* e participações especiais destinados aos Estados brasileiros, 6.949 bilhões de reais ingressaram nos cofres do Estado do Rio de Janeiro, o que corresponde a cerca de 78% (setenta e oito por cento) do total. Na esfera municipal, dos 5.632 bilhões de reais destinados a essas unidades da federação, 3.766 bilhões de reais ficaram nos municípios cariocas, ou seja, 67% (sessenta e sete por cento) do total (ANP, 2011).

No que se refere à má qualidade do gasto público realizado pelas esferas subnacionais, Rodrigo Valente Serra relata que, diuturnamente, são divulgados pela mídia casos de malversação dessas receitas, tendo o autor citado algumas delas:

> Algumas evidências factuais, registradas na imprensa, apontam situações preocupantes. Os prefeitos de muitas cidades beneficiárias de participações governamentais têm investido recursos públicos em finalidades exóticas como times de futebol ou em obras questionáveis. Em 23/01/2004, por exemplo, o jornal *Folha de S. Paulo* registrou que:
> "Ajudada pelos royalties do petróleo que fez o orçamento municipal saltar de R$ 30 milhões para R$ 210 milhões em sete anos, a cidade [de Cabo Frio – RJ] pode se tornar uma potência no futebol brasileiro, imagina o prefeito Alair Corrêa (... [O prefeito] é apontado pelos opositores como uma versão brasileira dos príncipes árabes, que investem no futebol o que ganham com o petróleo (...) A prefeitura gastou R$ 2 milhões só para reformar o estádio [do Cabofriense] (...) O pagamento dos atletas também segue o estilo milionário dos árabes. O salário é dado no vestiário aos jogadores. O dinheiro vem dentro de um envelope.
> O caso acima citado não é isolado. Vários municípios beneficiários de participações governamentais nos estados do Rio de Janeiro e Rio Grande do Norte investem em times de futebol, o que levou um ex-secretário de governo de Guamaré-RN a afirmar que "é tanto dinheiro que entra que os políticos têm que encontrar jeito de gastar". [...] Macaé – RJ foi um pouco além, investindo não só em futebol mas também em escolas de samba. Não se pode deixar de citar, também, o caso de Rio das Ostras – RJ, que revestiu o calçadão da praia com pedras de porcelanato, material de fino acabamento e alto custo, enquanto o próprio prefeito admite que apenas 30% da população tem acesso a saneamento básico (2006, p. 231-232).

Da mesma forma, Mendes e Kohler afirmam que:

> Existem evidências a esse respeito na literatura. Sousa e Stosic (2003), em um estudo que compara a eficiência dos municípios brasileiros, mostram que há grande concentração de municípios que são beneficiários de royalties no grupo dos menos eficientes. Mendes (2005) mostra que os principais beneficiários de compensações financeiras relacionadas ao petróleo gastam entre 20% e 50% a mais que a média dos municípios brasileiros com a manutenção de suas câmaras de vereadores.
> O que parece ocorrer é que, ainda que mal gasto, parte do dinheiro dos royalties continua circulando na área de influência econômica dos municípios beneficiados. Salários públicos elevados, despesas públicas improdutivas e desvios geram uma dinâmica econômica com baixo potencial de geração de riqueza futura, mas que é capaz de fomentar a demanda local por bens e serviços, como construção de residências, despesas no comércio, contratação de empregados domésticos, etc.
> Em vez de os royalties representarem uma indenização aos municípios pela futura decadência econômica, quando não houver mais petróleo na região, eles criam uma dependência do município em relação a esses recursos no presente. Quando acabar a exploração do petróleo e os royalties secarem, esses municípios não terão construído nenhuma base sustentável para sua atividade econômica e irão, efetivamente, entrar em depressão econômica (2012, p. 3).

Diante de tais conclusões, Mendes e Kohler defendem não ser desejável a manutenção do atual modelo de distribuição dos *royalties*, principalmente em um contexto

em que os valores se multiplicarão devido à exploração do pré-sal.

Por outro lado, afirmam também não ser aconselhável que se dividam os recursos igualmente entre todos os Estados e Municípios, uma vez que tais receitas seriam apenas "mais um recurso a ser aplicado nos gastos correntes, sem perspectiva de que venham a ser adequadamente investidos em favor das gerações futuras" (2012, p. 3).

Ao final de sua análise, apresentam conselhos a ser seguidos, tendo em vista a aplicação eficaz dos *royalties*. O primeiro deles é o de que "a receita financeira obtida com os *royalties* seja investida para gerar ativos capazes de impulsionar o crescimento econômico hoje e no futuro: infraestrutura econômica, conhecimento científico, preservação ambiental" (2012, p. 3). No entanto, para a concretização de tais medidas, seria necessária uma maior concentração dos recursos no governo federal, porquanto uma parte significativa das políticas geradoras de ativos em favor das gerações futuras seriam ações típicas deste ente, competindo-lhe realizar "as principais ações de investimentos em ciência e tecnologia, proteção ambiental e ampliação da infraestrutura (estradas, portos, aeroportos etc.)" (KOHLER; MENDES, 2012, p. 3).

Por fim, os autores reconhecem que a educação é um setor cujo investimento beneficia as gerações futuras, com o qual Estados e Municípios poderiam contribuir significativamente. Destacam, entretanto, que seria importante que a transferência de recursos para essa finalidade previsse mecanismos que garantissem a efetiva aplicação dos recursos nas escolas públicas estaduais e municipais, apresentando como sugestão a elevação da dotação do Fundo de Desenvolvimento da Educação Básica (FUNDEB).

6.4 Regras de Repartição de Receitas Petrolíferas no Brasil

6.4.1 Um Breve Histórico

Conforme exposto quando se tratou do histórico do direito de propriedade do petróleo no Brasil, a publicização das jazidas de petróleo só ocorreu após a edição do Decreto-Lei 366/1938, que alterou o Código de Minas vigente à época (Decreto 24.642/1934), momento em que tais recursos passaram a compor o domínio privado da União ou dos Estados, segundo a sua localização, nos termos dos artigos 96 e 97.

Em decorrência dessa alteração, determinou o artigo 108 do Decreto 24.642/34, também introduzido pelo Decreto-Lei n. 366/1938, que a União seria remunerada, à sua escolha, pela quota de 9% (nove por cento) da produção de petróleo bruto, ou pelo valor

correspondente em dinheiro, a ser pago por aquele que obtivesse o direito de extrair o recurso. Quando a jazida fosse propriedade de Estado-membro, a quota seria repartida entre este e a União em partes iguais, segundo o parágrafo primeiro do mesmo artigo, devendo o ente subnacional receber sua parte sempre em dinheiro.

Esse regime durou até a edição da Lei 2.004, em 3 de outubro de 1953, que instituiu no Brasil o monopólio estatal do petróleo e criou a Petróleo do Brasil S/A – PETROBRAS.

De acordo com o artigo 27 desta Lei, a Petrobras e suas subsidiárias eram "obrigadas a pagar aos Estados e Territórios onde fizessem a lavra de petróleo, xisto betuminoso e de gás, indenização correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás". O parágrafo terceiro do mesmo artigo determinava que "os Estados e Territórios distribuirão 20% (vinte por cento) do que receberem, proporcionalmente aos Municípios, segundo a produção de óleo de cada um deles, devendo este pagamento ser efetuado trimestralmente".

A Lei 3.257/57 alterou a alíquota devida aos Estados, diminuindo-a para 4% (quatro por cento). Porém desobrigou-os do repasse aos municípios, atribuindo a estes uma parcela própria, à razão de 1% (um por cento) da produção.

A participação de órgãos da administração pública federal nos resultados da exploração de petróleo foi inserida pela primeira vez na legislação brasileira por meio do Decreto-Lei 523/69. Referido decreto acrescentou o parágrafo 4º ao artigo 27 da Lei 2.004/53, determinando que a indenização de 5% (cinco por cento) da produção, paga pelas concessionárias, deveria ser destinada, em partes iguais, ao Departamento Nacional de Produção Mineral, ao Ministério das Minas e Energia, para constituição do Fundo Nacional de Mineração, e ao Ministério da Educação e Cultura, para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências, quando a lavra ocorresse na plataforma continental.

Com a promulgação da Constituição brasileira de 1988, o tema da partilha de receitas obtidas com a atividade petrolífera entre os entes federativos ganhou *status* constitucional, tendo sido imposta à União, por meio do parágrafo 1º do artigo 20, a transferência de parcela dos recursos arrecadados a Estados, Municípios e Distrito Federal, em cujo território ocorresse a lavra do petróleo, bem como a órgãos da administração direta da União, nos termos do disposto em lei ordinária.

A primeira lei infraconstitucional a regular o disposto na Constituição de 1988 foi a Lei 7.990/89, que alterou novamente a Lei 2.004/53, estabelecendo em seu artigo 7°

mecanismos de repartição dos *royalties* entre os beneficiários mencionados no parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição. Em seu artigo 7º, parágrafo 4º, atribuiu a Estados e Municípios compensação pela exploração na plataforma continental, o que não era feito até o momento.

Posteriormente, em 6 de agosto de 1997, foi editada a Lei 9.478/97, que em conjunto com a Lei 7.990/89 passou a reger a distribuição dos *royalties* arrecadados nos contratos de concessão, segundo os critérios analisados adiante.

Por fim, mais recentemente, foi editada a Lei 12.734/2012, que modificou a Lei do Contrato de Partilha (Lei 12.351/2010), introduzindo os critérios de partilha dos *royalties* percebidos em função destes contratos.

6.4.2 O que diz o parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição Federal?

Como visto, a repartição das receitas petrolíferas no Estado brasileiro suscita uma série de controvérsias econômicas e políticas, as quais, conforme se passa a demonstrar, irradiam-se também no campo jurídico.

As primeiras aparecem já no dispositivo constitucional que regulou o tema, que apesar das suas poucas linhas, é alvo de interpretações absolutamente díspares.

> Art. 20. São bens da União:
> § 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.

Tomando como foco a exploração do petróleo, o primeiro ponto a ser esclarecido diz respeito a quem são os sujeitos da relação jurídica estabelecida no excerto. Segundo a Constituição, será devida a Estados, Municípios, Distrito Federal e órgãos da administração direta uma participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, ou uma compensação financeira por essa exploração. Diante disso, questiona-se: quem deverá efetuar esse pagamento? Quem são exatamente os beneficiários?

Visto isso, intenta-se conhecer o objeto da prestação devida. O que deverá ser entregue aos entes beneficiários? Toda e qualquer receita não tributária arrecadada de companhias petrolíferas? O que a Constituição quis dizer com participação no resultado ou

compensação financeira pela exploração? Qual a medida da participação de cada ente? Responde-se a esses questionamentos nas linhas que se seguem.

6.4.2.1 Quais são os sujeitos da relação jurídica regulada no parágrafo primeiro do artigo 20 da CF?

É comum deparar com a afirmação de que o dispositivo em epígrafe constitui-se no fundamento constitucional para o pagamento dos *royalties* aos entes federativos brasileiros *pelas empresas contratadas para o exercício das atividades de E&P*. Neste sentido, os *royalties*, ao lado das participações especiais, seriam espécies de compensação financeira, criadas pela legislação ordinária, em obediência ao referido comando constitucional[48].

Esta questão merece ser aprofundada.

Primeiramente, deve-se ter em mente que uma coisa é a relação jurídica existente entre União e empresa petrolífera, a qual tem início a partir da assinatura de um contrato para exploração e produção de petróleo, seja de concessão ou de partilha da produção, no qual estão dispostas as obrigações a cargo de cada uma das partes. Outra, bem distinta, é o vínculo estabelecido pela lei entre a União e Estados, Municípios, Distrito Federal e órgãos da administração direta, em que o ente central tem o dever de transferir, aos beneficiários elencados pela legislação ordinária, parcela do resultado financeiro obtido com a atividade petrolífera.

Naquela primeira situação, a empresa assume uma obrigação apenas perante a União, para quem se compromete a pagar um preço, em contraprestação ao petróleo que lhe foi alienado diretamente por meio do contrato de concessão ou de partilha da produção, além de outras obrigações contratuais.

Essa relação que se estabelece entre ente público e privado se fundamenta no parágrafo 1º do artigo 177 da Constituição Federal, que impõe à União a elaboração de lei com vistas a regular as condições para a contratação de empresas estatais ou privadas, para o exercício das atividades de exploração, produção, refino, importação, exportação e transporte de petróleo.

Nesse contexto, as companhias petrolíferas não possuem nenhuma responsabilidade pelo pagamento que deve ser efetuado a Estados e Municípios, a título de

[48] Neste sentido, ver Maria D'Assunção Costa (2009, p. 233).

compensação financeira pela exploração de petróleo em seu território, conforme determina o parágrafo 1º do artigo 20, obrigação essa imposta ao ente central.

Por tal motivo, entende-se que a afirmação feita por alguns autores, de que o fundamento constitucional para o pagamento dos *royalties* se encontra no parágrafo 1º do artigo 20, não procede, pois neste dispositivo encontra-se apenas regulada uma relação jurídica entre dois entes públicos: União, proprietária dos recursos, e ente público, beneficiário de receitas transferidas.

Não foi técnico, portanto, o legislador da Lei 12.351/2010 ao definir *royalties* como "compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal" (art. 2º, XIII). *Royalties* − repise-se − não são espécie de compensação financeira ou participação no resultado; estas são espécies de receita transferida, enquanto aqueles se constituem em espécie de preço público, devido em contraprestação à alienação de um bem da União.

Conclui-se, assim, que o comando contido no parágrafo 1º do artigo 20 não obriga a União a cobrar *royalties* ou qualquer outra exação das companhias petrolíferas. Impõe somente que, do resultado financeiro obtido pela União com a venda do petróleo, uma parcela seja transferida aos beneficiários constitucionalmente eleitos, na forma que Lei Ordinária dispuser.

6.4.2.2 Quem são os beneficiários eleitos pela Constituição?

Foi visto que no sistema de *revenue sharing*, adotado por grande parte dos países produtores de petróleo para distribuir as receitas arrecadadas com a atividade petrolífera, a escolha do beneficiário dos recursos, bem como o montante de sua participação, é definida por meio de fórmulas criadas pela legislação para essa finalidade. Tais fórmulas podem se basear em critérios mais ou menos complexos. Um exemplo bem simples é a transferência de recursos com base em critérios populacionais, por meio dos quais pode ocorrer de um ente subnacional ser beneficiado com o recebimento de receitas na mesma proporção de sua população. Outras mais complexas podem se basear em uma combinação de diversos critérios, por exemplo, população, área territorial e o inverso da participação no PIB do país.

Quando se trata de transferência de receitas petrolíferas, o critério mais comum

utilizado por diversos países é o territorial, ou seja, o ente central obriga-se a transferir parte dessas receitas ao ente subnacional em cujo território sejam realizadas atividades extrativas. Contudo, tendo em vista que a utilização desse único critério leva à concentração de renda em alguns poucos entes, tem-se adotado uma combinação deste com outros que visem mitigar disparidades de renda inter-regionais.

No ordenamento jurídico brasileiro, entre todos os critérios passíveis de ser adotados para fins de repartição das receitas petrolíferas, apenas o critério territorial recebeu *status* constitucional. Isso se extrai da leitura do parágrafo 1º do artigo 20, quando assegura a Estados, Distrito Federal e Municípios "participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural [...] no respectivo território". Não implica isso que outros não possam ser criados por meio de legislação ordinária, como de fato foi feito no Brasil, apenas impõe que, no mínimo, alguma parcela da receita obtida deverá ser partilhada com os Estados, Distrito Federal e Municípios onde ocorrer a extração.

Quando a extração do recurso se dá na porção terrestre do território do ente subnacional, não há divergências interpretativas significativas sobre o conteúdo do comando expresso no parágrafo 1º do artigo 20, reconhecendo-se o direito constitucional de tais entes de ser beneficiários das receitas oriundas da atividade petrolífera desenvolvida no seu território. Por outro lado, não se verifica tal consenso quando se trata da produção do petróleo localizado na plataforma continental. Embora a legislação ordinária enquadre como beneficiários também os entes confrontantes com as áreas marítimas onde ocorre a extração, questiona-se se tal direito tem assento constitucional.

A discussão teve início por ocasião da proposição da Emenda Ibsen, que visava implementar um sistema de partilha dos *royalties*, percebidos por meio de contrato de concessão e de partilha da produção, por meio do qual tais recursos seriam repartidos entre todos os entes federativos brasileiros, com base nas regras do Fundo de Participação dos Estados − FPE e do Fundo de Participação dos Municípios − FPM. O autor da proposta defendia que, pelo fato de a plataforma continental, o mar territorial e a zona econômica exclusiva serem um bem da União, não seria possível falar, por exemplo, em "respectiva plataforma continental de um Estado", pois o único ente a dispor de uma "respectiva plataforma continental" seria a União[49]. Desse modo, quando as atividades de exploração e produção de petróleo fossem levadas a cabo na plataforma continental, não haveria um

[49] Posicionamento defendido em palestra proferida no 11º Encontro Internacional de Energia, promovido pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, em São Paulo/SP, no período de 9 a 10 de agosto de 2010.

direito constitucional dos entes confrontantes como beneficiários das receitas em questão, estando o ente central livre para, por meio de lei ordinária, decidir *se* os recursos seriam partilhados, bem como quais os critérios adotados.

A nosso ver, tal posicionamento parte de uma premissa equivocada: a de que Estados e Municípios brasileiros costeiros não têm, assim como a União, um território marítimo. Explica-se.

Sabe-se que a República Federativa do Brasil – representada no plano externo e interno pela União − é formada pela união indissolúvel de Estados, Municípios e Distrito Federal, todos autônomos (art. 1º e 18 da CF), possuindo cada uma dessas esferas de poder uma área territorial demarcada. O conjunto do território nacional é dividido em Distrito Federal e Estados, e estes, por sua vez, em Municípios, de modo que qualquer porção do território brasileiro que se aponte estará contida, ao mesmo tempo, no âmbito territorial dos três entes federativos – ou de dois, no caso do Distrito Federal. Ou seja, se uma pessoa se encontra localizada na cidade de Natal, estará, ao mesmo tempo, no território de um Município (Natal), de um Estado (Rio Grande do Norte), e da União (Brasil).

A única possibilidade de um espaço do território brasileiro fazer parte apenas da União, não estando contido ao mesmo tempo em um Estado e um Município, seria no caso de um Território Federal, ente subnacional sem autonomia político-administrativa, integrante da União (art. 18, parágrafo 2º, da CF). Como não há atualmente no Brasil tais entes, essa situação não se verifica na prática.

Neste sentido, ainda que se trate de um bem de propriedade da União − por exemplo, as terras ocupadas pelos índios −, estará ele presente, ao mesmo tempo, no espaço territorial de um Município e de um Estado, o que evidencia, portanto, que a noção de território não se confunde com a de propriedade. Isso fica claro no tocante à porção terrestre do território brasileiro, entretanto, o mesmo não se verifica quando se trata do seu espaço marítimo.

Na ADIN n. 2.080-3-RJ discutiu-se a constitucionalidade do parágrafo 5º do artigo 194 da Constituição do Estado do Rio de Janeiro[50], e do parágrafo 4º, artigo 31 da Lei 2.657/96[51], do mesmo Estado. No texto de ambos reconhecia-se que a plataforma

---

[50] Art. 194 – O Estado e os Municípios poderão instituir os seguintes tributos:
(...)
* 5º A competência tributária do Estado e dos Municípios é exercida sobre a área dos respectivos territórios, incluídos nestes as projeções aérea e marítima de sua área continental, especialmente as correspondentes partes da plataforma continental, do mar territorial e da zona econômica exclusiva.

[51] Art. 31 – (...) 4º Para fins destas normas, a plataforma continental, o mar territorial e a zona econômica

continental, o mar territorial e a zona econômica exclusiva integram o território do Estado e Município que lhes é confrontante, para fins de incidência do ICMS.

Defendendo a inconstitucionalidade dos dispositivos em questão, foram apresentados pareceres dos juristas Raul Machado Horta e Manoel Gonçalves Ferreira Filho, que se posicionaram no seguinte sentido, respectivamente:

> A Constituição qualifica de bens da União os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva (art. 20 – V) e o mar territorial. (Art. 20 – VI). **Na sua qualificação constitucional de bens da União**, a plataforma continental, o mar territorial e a zona econômica exclusiva foram colocados **na competência dos poderes da União**. A inclusão constitucional no campo dos poderes e da competência da União afasta qualquer intromissão dos Estados Federados e dos Municípios na área do mar territorial, da plataforma continental e da zona econômica exclusiva [...]. Essa matéria constitucional, introduzida na competência federal da União, impede que sobre ela possa incidir legislação municipal ou legislação estadual (grifos nossos).

> O mar territorial, no direito brasileiro, está exclusivamente no domínio espacial do Poder central, ou seja, do Estado brasileiro. **Não se inclui no território de qualquer Estado, nem de qualquer Município**.
> A Constituição não o diz expressamente, mas o demonstra claramente. Realmente, ela não deixa campo para outro Poder que não o federal, ao dispor sobre o que concerne ao mar. A demonstração é fácil. Compete à União, privativamente, legislar sobre direito marítimo (art. 22, I). Compete à polícia federal exercer as funções de polícia marítima (art. 144, parágrafo 1º, III). À Justiça Federal julgar os crimes cometidos a bordo de navios (art. 109, IX). Etc.
> **Acrescente-se que à União é atribuída pela Carta a titularidade sobre o mar territorial. Ou seja, sobre seus recursos**. Com efeito, o art. 20, VI, inclui o mar territorial entre os bens da União. [...] Evidentemente, tal plataforma se está no âmbito do Estado-nação, fica fora do alcance do Poder de qualquer dos Estados-membros, e da mesma forma além da esfera de Poder do Município (grifos nossos).

Note-se a incoerência dos argumentos apresentados. Os autores confundem institutos jurídicos que, como já esclarecido, possuem diferenças conceptuais profundas, quais sejam: propriedade e território. Ao qualificar o mar territorial, a zona econômica exclusiva e a plataforma continental como bens da União, a Constituição Federal, em momento algum, considerou-os um território exclusivo da União, inserido "na competência exclusiva dos poderes da União", como afirma o Professor Raul Machado Horta; apenas assegurou ao ente central um direito de propriedade sobre aqueles.

---

exclusiva integram o território do Estado e do Município que lhes é confrontante.

Caso aceita a tese proposta pelos autores, segundo a qual tais espaços marítimos não se incluem "no território de qualquer Estado, nem de qualquer Município", questiona-se: seriam então um grande Território Federal? É esta a única hipótese de haver no Estado brasileiro um espaço territorial pertencente unicamente à União. Decerto que não, e por um motivo bastante evidente: a criação de um território federal, nos termos do parágrafo 2º do artigo 18 da Constituição Federal, depende da edição de Lei Complementar. Como não há nenhuma Lei Complementar a instituir o "Território Federal Marítimo do Brasil", impossível se falar na sua existência.

A eventual limitação imposta a Estados e Municípios para o exercício de suas competências nesses espaços, em virtude de estes constituírem bens da União, não implica afirmar que não integrem o seu território, cabendo-lhes legislar sobre aquilo que não for expressamente vedado pela Constituição.

Neste sentido, argumentou a Procuradoria do Estado do Rio de Janeiro:

> **a análise da presente questão partiu de equivocada premissa: a de que o exercício das competências constitucionais dos entes políticos está relacionado com o direito de propriedade das áreas integrantes de seu território**. Ou seja, o território de um Estado – Membro, espaço geográfico onde ele goza de autonomia e exerce as competências que lhe foram constitucionalmente atribuídas, inclusive a tributária, foi confundido com o direito de propriedade da União sobre áreas integrantes desse território. [...]
> Ora, parece evidente que o fato de a Constituição atribuir a propriedade de certas áreas à União, não faz com que essas áreas deixem de estar situadas em alguma unidade da Federação. Isto porque todo o território nacional está dividido em Estados e Distrito Federal, e o território dos Estados em Municípios. Não importa quem seja o proprietário da área, geograficamente ela deve estar situada em algum Estado e Município ou no Distrito Federal (o artigo 32 da CF veda a divisão do Distrito Federal em Municípios).
> Como consequência, não se pode vislumbrar, atualmente, área do território nacional sobre a qual não possam ser exercidas as competências atribuídas pela Constituição aos Estados e Municípios, ou, como disse a autora, que não possa incidir legislação municipal ou estadual (grifos nossos).

De fato, pensar em um espaço do território brasileiro, com exceção do Distrito Federal e dos Territórios Federais, que não esteja contido, ao mesmo tempo, em um Estado e um Município, seria uma violação frontal ao artigo 1º da Constituição Federal. De acordo com este, "A República Federativa do Brasil é formada pela União indissolúvel dos Estados e Municípios e do Distrito Federal". Violar-se-ia, de igual modo, o *caput* do artigo 18 da Lei Maior, que preconiza: "A organização político-administrativa da República

Federativa do Brasil compreende a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, todos autônomos, nos termos desta Constituição".

Diante de todo o exposto, resta claro que o território de Estados e Municípios costeiros é composto, ao mesmo tempo, por uma porção terrestre e uma marítima. Desse modo, qualquer lei ordinária criada com a finalidade de regular o parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição Federal deverá, obrigatoriamente, beneficiar não só os Municípios em cujo espaço terrestre seja extraído o petróleo, mas também quando o recurso for extraído do subsolo do seu território marítimo.

6.4.2.3 Por que órgãos da Administração Direta da União?

Ao analisar a inclusão de órgãos federais como beneficiários das rendas petrolíferas, Régis Fernandes de Oliveira afirma ser "sem sentido que assim se estabeleça, uma vez que órgãos da União não podem receber recursos diretamente". O autor prossegue em sua explicação aduzindo que "o legislador constituinte não é técnico e, pois, utiliza palavras em desconexão jurídica**. Ora, nenhuma vinculação é permitida nos exatos termos do inciso IV do art. 167 da CF, preservadas as exceções referidas**" (2008, p. 229, grifos nossos)

Da mesma forma, Kiyoshi Harada entende ser "estranho que a Constituição tenha incluído como beneficiários da compensação financeira os órgãos federais, que não têm personalidade jurídica própria como a União, que é titular dos recursos naturais da plataforma continental" (2009, p. 81).

A despeito de tais posicionamentos, entende-se que o dispositivo apenas reforça a possibilidade de a União vincular parte da receita obtida com a venda do petróleo a órgãos da administração federal. Isso poderia ser feito por meio de Lei Ordinária, ainda que a Constituição silenciasse sobre o assunto, pois a regra contida no inciso IV do art. 167 da CF, citada por Regis de Oliveira, apenas veda a vinculação de impostos, não das receitas públicas em geral. Neste sentido, posiciona-se André Castro Carvalho ao analisar o regime jurídico das vinculações:

> No Brasil, por outro lado, a não afetação apareceu explícita na Constituição e restrita a uma espécie tributária (imposto), reforçando o comando no que concerne a este tributo e enfraquecendo-o no tocante às demais espécies tributárias e outras receitas não tributárias, permitindo-se a plena vinculação delas por leis ordinárias (2010, p. 175).

Assim, tem-se que o parágrafo 1º do artigo 20 constitui uma norma jurídica de caráter permissivo, pois atribui ao legislador ordinário uma permissão no sentido de vincular ou não parte desse tipo de receita a órgãos da administração direta, diferentemente do que ocorre com relação a Estados e Municípios, em que a União está obrigada a transferir-lhes parte da receita obtida com a venda do petróleo, segundo critérios territoriais.

Ao vincular aos Ministérios da Marinha, Minas e Energia, Ciência e Tecnologia e Meio Ambiente parcela desses recursos, privilegiou-se a sua aplicação em áreas que de alguma forma têm por objetivo dar suporte à atividade petrolífera, ou mesmo combater efeitos nocivos por ela causados. De todo modo, é uma decisão política que pode variar com o tempo e com a importância do setor na economia.

Vale destacar, por fim, que apesar de a lei estipular uma porcentagem de recursos a ser destinada a tais órgãos, na prática vale o disposto na Lei Orçamentária. Tanto é assim que os parágrafos 2º e 3º do artigo 45 da Lei 9.478/97 assim determinaram:

> § 2º As receitas provenientes das participações governamentais definidas no *caput*, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.
> § 3º O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, **será transferido ao Tesouro Nacional**. (grifos nossos)

Com isso, será destinado especificamente para os Ministérios beneficiários somente aquilo que for aprovado na Lei Orçamentária Anual, sendo o superávit financeiro transferido ao Tesouro Nacional.

6.4.2.4 Qual a diferença entre compensação e participação?

A utilização pelo constituinte originário das expressões participação e compensação financeira causa certa divergência na doutrina, no que tange ao conceito dos referidos institutos.

Aurélio Pitanga Seixas Filho (1998, p. 32) entende que não há diferença entre um e outro regime jurídico, posicionando-se nos seguintes termos:

> Não me parece, também, existir uma distinção de regime jurídico entre a remuneração devida pela participação na exploração do recurso mineral e a compensação financeira, pois a diferença entre as duas hipóteses restringir-se-ia, unicamente, à maneira de calcular ou dimensionar a remuneração devida pela utilização do recurso mineral pertencente à União Federal.

No mesmo sentido, Régis Fernandes de Oliveira afirma que:

> Ambos quiseram referir-se à mesma coisa, ou seja, quando houver a exploração mineral ou de energia elétrica, dos resultados financeiros daí advindos haverá a divisão (partilha ou compensação) entre os entes federados. Não haveria como disciplinar nova partilha, por outra lei, de forma a ensejar participação, uma vez que a Lei 7.990/89 fala em compensação, mas dispõe sobre partilha (2008, p. 227-228).

No campo daqueles que enxergam uma diferenciação entre os institutos, afirma Ricardo Lobo Torres:

> Podem a União, os Estados e os Municípios receber participação representada pelas importâncias calculadas sobre o resultado da exploração de petróleo ou gás natural etc., matéria ainda não regulamentada.
> Ou podem receber compensações financeiras, que têm a natureza de preços públicos pela utilização de recursos naturais situados em seus territórios (2007, p. 191).

Também para Manoel Gonçalves Ferreira Filho, representam realidades jurídicas distintas, pois "a norma distingue entre participação e compensação. Esta última pressupõe um prejuízo decorrente da exploração. Já a participação constitui uma associação de benefícios" (1992, p. 154).

No julgamento do Recurso Extraordinário 288.800, o então Ministro do Supremo Tribunal Federal, Sepúlveda Pertence, diferenciou em seu voto a participação nos resultados da compensação financeira, referindo-se à CFEM minerária nos seguintes termos:

> Na verdade – na alternativa que lhe confiara a Lei Fundamental = **o que a L. 7.990/89 instituiu, ao estabelecer no art. 6º que "a compensação financeira pela exploração de recursos minerais, para fins de aproveitamento econômico, será de até 3% sobre o valor do faturamento líquido resultante da venda do produto mineral", não foi verdadeira compensação financeira: foi, sim, genuína "participação no resultado da exploração"**, entendido o resultado não como o lucro do explorador, mas como aquilo que resulta da exploração,

> interpretação que revela o paralelo existente entre a norma do art. 20, § 1º, e a do art. 176, § 2º, da Constituição, *in verbis*: § 2º É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei.
> Ora, tendo a obrigação prevista no art. 6º da L. 7.990/89 a natureza de participação no resultado da exploração, nada mais coerente do que consistir o seu montante numa fração do faturamento.
> **Nada importa que – tendo-a instituído como verdadeira "participação nos resultados" da exploração mineral, a lei lhe haja emprestado a denominação de "compensação financeira"** pela mesma exploração – outro termo da alternativa posta pelo art. 20, § 1º, da Constituição: cuidando-se de obrigação legal, de fonte constitucional, ainda que não seja tributo, é dado transplantar, *mutatis mutandis* para identificar a natureza da CFEM, a regra de hermenêutica do art. 4º, I, CTN, que adverte da irrelevância da denominação dada à exação.

A primeira consequência que se pode extrair do referido julgado é o reconhecimento, pela Suprema Corte, de que participação no resultado e compensação financeira são institutos distintos. Em segundo lugar, tem-se que a participação no resultado da exploração e a compensação financeira são formas de remuneração. Aquela é devida simplesmente com base numa fração do preço auferido pela União com a venda do petróleo, enquanto esta seria quantificada com base no valor de um "dano" sofrido pelo ente subnacional, em virtude da realização de atividades extrativas em seu território. Por último, entendeu-se que o legislador ordinário estaria livre para adotar um ou outro modelo de remuneração.

Trata-se de institutos completamente diversos. A compensação financeira, em virtude do seu caráter indenizatório, deve necessariamente conter um limite em relação ao *quantum* devido, o qual corresponde aos danos causados aos entes subnacionais. Já a participação no resultado da exploração consiste, segundo Manoel Gonçalves Ferreira Filho, "em uma associação de benefícios".

Dessa forma, como bem exposto no voto citado, embora a Lei por diversas vezes utilize a expressão "compensação financeira", em verdade, tem-se no Brasil apenas o modelo de participação nos resultados. Tanto é assim que toda a transferência de receita feita aos beneficiários eleitos pela legislação se dá com base em uma porcentagem do faturamento obtido pela União com a venda do petróleo, não havendo, em nenhuma hipótese – atualmente – limitação do valor recebido.

6.4.2.5 Parcelas de todas as receitas arrecadadas com a atividade petrolífera devem ser repartidas?

É possível extrair do parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição determinação segundo a qual todo e qualquer valor (não tributário) obtido pela União a título de participação governamental com a atividade petrolífera deve ser repartido com Estados e Municípios? A resposta ao questionamento proposto mostra-se de fundamental importância para que se compreenda quais espécies de participações governamentais a Constituição impõe que sejam partilhadas com tais entes. Fabricio Rozario Valle Dantas Leite, para quem a expressão compensação financeira, aposta no parágrafo 1º do artigo 20 da CF, é sinônimo de participação governamental, entende que todo tipo de receita auferida pela União com a atividade petrolífera deve ser partilhada, inclusive bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Defende que:

> Como o bônus de assinatura se insere no gênero legal das participações governamentais que, por sua vez, é parte do conceito constitucional de compensação financeira pela exploração dos recursos minerais, os valores excedentes desta receita, ou seja, aqueles que forem superiores ao valor mínimo fixado em edital e que, ademais, sejam superiores às necessidades orçamentárias da ANP, deverão ser repartidos, na forma prevista no parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição. [...]
> O pagamento pela ocupação ou retenção da área, segundo dispõe o artigo 51 da Lei n. 9.478/97, é realizado anualmente e tem o valor fixado por quilômetro quadrado ou por fração da superfície do bloco, no edital e no contrato.
> Mais uma vez, como ocorre com o bônus de assinatura, não há previsão de critério legal para a repartição do resultado da arrecadação com todas as unidades da federação, em clara violação ao parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição. Pelo contrário, o artigo 16 da Lei n. 9.478/97, prevê que os recursos arrecadados com esta participação governamental serão exclusivamente utilizados para o financiamento das despesas da ANP no exercício de suas atividades, desconsiderando a imposição constitucional de repartição com os demais entes (2009, p. 531-533).

Este não parece ser o entendimento mais acertado, pois, caso se analise de maneira mais detida o texto constitucional, verificar-se-á haver determinação apenas para que se assegure a Estados e Municípios *participação no resultado da exploração de petróleo e gás* – ou compensação financeira por essa exploração − auferido pela União. Ora, o resultado contratado pelo ente central por meio de contrato de exploração e produção petrolífera, conforme demonstrado linhas acima, é a extração do petróleo, e sua entrega *in natura* ou já convertido em pecúnia, de modo que somente as participações

governamentais que representem espécie de receita pública proveniente desse resultado é que devem ser partilhadas. Quer-se dizer que a obrigatoriedade constitucional de transferir a Estados e Municípios parcela das receitas arrecadadas com a atividade petrolífera deverá recair, nos termos em que a lei determinar, sobre aquelas auferidas com a venda do petróleo, seja por meio de negócio jurídico de compra e venda inserto no contrato petrolífero, seja em decorrência da receita obtida com a venda do petróleo recebido *in natura*.

Visto isso, deve-se indagar também se toda a receita auferida pela União com a venda do petróleo deve ser repartida. Ou seja: qual é a base de cálculo a ser utilizada para o cálculo da transferência das receitas petrolíferas a Estados e Municípios em cujo território se localizam atividades extrativas? Segundo parece, a Constituição é clara ao determinar que a base de cálculo para as transferências será o *resultado da exploração*, isto é, todo o resultado financeiro obtido pela União com a venda do petróleo, seja diretamente com a companhia de E&P, seja por meio de contrato de compra e venda firmado posteriormente com outra empresa. Consequentemente, de maneira diversa do que consta atualmente nas Leis 12.351/2010 e 12.276/2010, também a receita obtida com a venda do petróleo percebido *in natura* pela União serviria de base para o cálculo das transferências, bem como aquela auferida pelo ente central com a venda do petróleo que se encontra ainda na forma de depósito na plataforma continental, por meio do contrato de cessão onerosa.

Questão semelhante encontra-se atualmente em discussão na Ação Direta de Inconstitucionalidade n. 4492, interposta pelo Governador do Estado do Rio de Janeiro perante o Supremo Tribunal Federal, por meio da qual se insurge contra a ausência de previsão, na lei que instituiu o Contrato de Cessão Onerosa (Lei 12.276/2010), da cobrança de participações especiais nos blocos ali cedidos, e a consequente ausência da transferência de parcela desses valores ao Estado do Rio de Janeiro e respectivos Municípios.

Defende-se que a Lei 9.478/97 teria caráter geral com relação à Lei 12.276/2010. Assim, ao prever expressamente em seu artigo 5º apenas o pagamento de *royalties*, esta norma não teria afastado "a incidência de qualquer outra espécie de compensação financeira devida aos Estados e Municípios produtores, como a chamada participação especial", prevista na Lei 9.478/97. Neste sentido, o Estado do RJ aduz em sua petição inicial que:

> A Lei 12.276 assume, nitidamente, a feição de *Lex specialis*, que não derroga as disposições da lei geral senão naquilo que tenha sido

> expressamente tratado de modo diverso.
> A chamada cessão onerosa resta plenamente aplicável a Lei 9.478 em tudo que não tenha sido objeto de disposição legal em contrário. É exatamente o caso da participação especial, elemento de concretização do direito constitucional à plena compensação financeira (art. 20, parágrafo 1º), cuja incidência não restou expressamente afastada pela Lei 12.276.

Entende-se que a questão foi mal colocada pelo Estado do Rio de Janeiro. Primeiramente, deve-se ter em mente que não há nenhum dispositivo constitucional que imponha à União o dever de adotar esta ou aquela forma de obter o resultado com a venda do petróleo do qual é titular. Pode optar por receber todo o resultado contratado diretamente em petróleo, ou já convertido em pecúnia, por meio de uma ou mais espécie de *royalties*. O fato de a Lei 12.276/2010 ter previsto o pagamento de apenas uma espécie de *royalty lato sensu* é uma decisão política atribuída pela Constituição Federal à União, que foi taxativa ao impor apenas o *royalty* do contrato de cessão onerosa (RCCO). Portanto, não há que se falar na aplicação do disposto em lei geral – caso se atribua natureza de lei geral à Lei 9.478/97 −, quando a lei específica esgotou o tratamento da matéria.

Argumentou a União em sua contestação que não se pode extrair do artigo 20, parágrafo 1º, da Constituição "o direito dos entes federados à percepção da participação especial, já que essa norma constitucional não especifica o tipo de participação ou compensação que lhes é devida, atribuindo essa escolha à discricionariedade do legislador ordinário".

Por outro lado – e daí se entender que o Estado do Rio de Janeiro colocou a questão de maneira equivocada –, a União deixou de transferir a Estados e Municípios parcela dos 74.808 bilhões de reais recebidos da Petrobras por meio do Contrato de Cessão Onerosa. Estes, somados aos futuros *royalties*, correspondem ao preço total pago pelo petróleo negociado entre as partes por meio desse contrato. Com isso, tem-se que ao tomar para si toda a receita paga pela Petrobras no ato de assinatura do contrato de cessão onerosa, a União deixou de observar o comando constitucional do parágrafo 1º do artigo 20, que reserva aos entes subnacionais produtores participação no resultado da venda do petróleo.

No entanto, a concentração de maior parte do produto da venda do petróleo nos entes subnacionais tende a gerar uma maior ineficiência do gasto público, como apontado pela doutrina econômica na primeira seção deste capítulo. Uma solução mais adequada seria a participação de Estados e Municípios com alíquotas menores do que as adotadas atualmente.

6.4.2.6 Há um quantum *mínimo ou máximo?*

Suponha que a União editasse lei estabelecendo as seguintes alíquotas para a distribuição da participação no resultado da exploração: União (98%), Estados produtores (1%) e Municípios produtores (1%). Diante desta situação, pergunta-se: seria constitucional essa norma? Responde-se: depende. E se, por outro lado, fosse estabelecido que caberia à União apenas 2% da produção, enquanto Estados e Municípios produtores ficariam com 49% cada, estar-se-ia diante de uma norma constitucional? Mais uma vez seria o caso de se responder: depende.

A nosso ver, a Constituição tão só estabelece qual deve ser a base de cálculo da *participação sobre o resultado* a ser transferida. A medida desta participação, a ser dosada por meio das alíquotas incidentes, foi deixada para ser estabelecida pela legislação ordinária.

Costuma-se dizer que a parcela dos *royalties* transferida a Estados e Municípios teria uma natureza indenizatória, pois se destinaria a compensar tais entes pelos danos causados pela atividade exploratória em seu território. Até mesmo o Manual de Contabilidade Aplicado ao Setor Público (2012), ao definir compensações financeiras (leia-se, participações no resultado), aduz que "elas têm como finalidade recompor financeiramente os prejuízos ou danos causados (externalidades negativas) pela atividade econômica na exploração desses bens, assim como proporcionar meio de remunerar o Estado pelos ganhos obtidos por essa atividade".

A nosso ver, a teoria indenizatória faz sentido apenas como critério de razoabilidade para aferir o montante a ser repassado a Estados e Municípios em cujo território ocorrem atividades extrativas, que deve ser compatível com os gastos extraordinários suportados por estes em razão da produção de petróleo.

Certamente, um Município confrontante, localizado a milhas de distância das operações de extração, sofrerá um impacto significativamente menor do que quando esta atividade se localiza em terra. Além disso, pode ocorrer de um Município confrontante não ser o mais afetado em caso de vazamento de óleo, devido à existência de correntes marítimas na região, ou mesmo porque as operações de embarque e desembarque estão localizadas em outro Município, gerando para este um maior gasto devido ao aumento populacional e a necessidade de ampliação da infraestrutura e serviços públicos locais. Todas essas questões devem ser levadas em consideração na fixação das alíquotas; até

mesmo a evolução da arrecadação tributária do ente – que por si só já seria uma forma de compensar o aumento dos gastos.

Desse modo, tem-se que a resposta aos questionamentos propostos no início deste item deve ser obtida à luz do princípio da razoabilidade. Tal princípio deve servir, portanto, ao Legislativo, como parâmetro para o estabelecimento das alíquotas das receitas petrolíferas a serem transferidas, e ao Judiciário, para a sua revisão, caso as alíquotas estabelecidas pela legislação não sejam razoáveis − seja por não compensarem devidamente os entes subnacionais, seja por destinarem a estes um montante muito superior ao adequado, em detrimento de toda a federação, que deixa de se beneficiar com os recursos provenientes de um bem que pertence à União e que, *a priori*, deveria beneficiar a todos igualmente.

6.4.3 Critérios de repartição especificados na legislação ordinária

Desde a descoberta da camada pré-sal em 2009, e do seu potencial em termos de geração de receita pública para o Estado brasileiro, deu-se início a um acirrado debate no meio político entre representantes dos Estados e Municípios em cujo território ou plataforma continental adjacente se localizam atividades extrativas, e os demais entes da federação.

Os entes chamados de "produtores" defendiam a manutenção das regras instituídas pelas Leis 9.478/97 e 7.990/89, que lhes beneficiava com um aporte de receitas petrolíferas visto como excessivo pelos demais Estados e Municípios. Estes, por não possuírem atividades extrativas em seu território, não se beneficiavam com transferências desses recursos, os quais, do seu ponto de vista, deveriam aproveitar a todos, por decorrerem de um bem cujo titular é a União Federal.

Nesse contexto, foi proposto no Congresso Nacional o Projeto de Lei 5.938/2009[52]. A versão apresentada para sanção presidencial continha dispositivo (introduzido pela emenda n. 387, feita em coautoria pelos Deputados Federais Humberto Souto e Ibsen Pinheiro) segundo o qual a parcela dos *royalties* e participações especiais, arrecadada pelo governo federal por meio de contrato de partilha ou de concessão, a ser transferida para Estados e Município, *deveria ser repartida entre todos os entes da*

[52] Posteriormente convertido na Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

federação, de acordo com os critérios do Fundo de Participação dos Estados (FPE)[53] e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM)[54]. Tal dispositivo foi alvo de severas críticas por parte dos entes produtores, não só por defenderem a continuidade das regras até então vigentes, mas principalmente pelo fato de o Projeto de Lei em comento alterar inclusive as áreas já licitadas anteriormente.

No entanto, a parte do Projeto de Lei que visava introduzir esse novo sistema de partilha foi vetada pelo Presidente Lula, tendo a questão sido objeto de nova proposição legislativa (PL do Senado n. 448/2011). Este, em 30 de novembro de 2012, transformou-se na Lei 12.734/2012, por meio da qual foram instituídas novas regras de distribuição dos *royalties* para os contratos de partilha e de concessão. Determinou-se a alteração dos critérios de rateio somente dos contratos firmados após 3 de dezembro de 2012, de modo que a distribuição das receitas provenientes das concessões anteriores continuou a ser regida pelas regras precedentes[55].

Desse modo, existem em vigor no Brasil, atualmente, cinco sistemas de partilha das receitas petrolíferas, regidos por três diplomas legais distintos: Lei 7.990/89, Lei 9.478/97 e Lei 12.351/2010[56],[57]. As duas primeiras regem a repartição dos *royalties lato*

---

[53] A partilha dos recursos do FPE segue a seguinte lógica:
(i) Da receita arrecadada pela União com o Imposto de Renda (IR) e com o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), 21,5% devem ser destinados ao Fundo de Participação dos Estados, com base nos seguintes critérios:
(ii) 85% da receita desse fundo é destinada aos Estados das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, o restante para o Sul e Sudeste.
(iii) Após esta primeira repartição, o restante é dividido entre os Estados da seguinte forma:
5% pela extensão territorial
95% com base no produto entre o coeficiente representativo da população pelo inverso da renda per capita.
(iv) Tais critérios, embora tenham atualmente sua constitucionalidade questionada perante o STF, continuam vigentes até a presente data (28.01.2013).

[54] A partilha dos recursos do FPM ocorre da seguinte forma:
(i) 22,5% das receitas arrecadadas com o IR e do IPI são destinadas aos Municípios de acordo com os seguintes critérios:
(ii) Deste montante, há uma primeira divisão, na qual 10% dos valores do fundo são destinados aos Municípios da capital, enquanto 90% dos recursos são destinados aos municípios do interior.
(iii) Feito isso, os recursos repassados aos municípios das capitais são distribuídos com base em coeficientes obtidos com base em critérios populacionais, isto é, quanto maior a população maior a participação, e o inverso da renda *per capita*.
(iv) Já com relação aos Municípios do interior, 96% dessas receitas serão distribuídas com base apenas na população do Município. Os outros 4% serão distribuídos entre os municípios com mais de 156.000 habitantes, com base na população e no inverso da renda *per capita*.

[55] As regras de partilha introduzidas pela Lei n. 12.734/2012, como tratadas na presente tese, são aquelas publicadas em 30 de novembro de 2012, que ainda estão em vigência com base em uma decisão liminar do Supremo Tribunal Federal, proferida em 18 de março de 2013, pela Ministra Carmem Lucia, na ADIN n. 4.917, ajuizada pelo governador do Estado do Rio de Janeiro, pela qual se aduz a inconstitucionalidade das novas regras de partilha introduzidas pelo Congresso Nacional em 14 de março de 2013, por meio da derrubada dos vetos presidenciais ao projeto de lei original.

[56] Nessas normas já constam os novos critérios introduzidos pela Lei 12.734/2012.

sensu (RCC, PE e RCCO), apurados por meio dos contratos de concessão e de cessão onerosa, enquanto a última se destina a regular a distribuição dos *royalties* apurados nos contratos de partilha da produção (RCP). São eles:

(i) sistema de distribuição dos *royalties* dos contratos de concessão e de cessão onerosa[58], aplicável aos contratos firmados antes de 3.12.2012, produção (i.1) *onshore* e (i.2) *offshore*;

(ii) sistema de distribuição dos *royalties* dos contratos de concessão, aplicável aos contratos firmados após 3.12.2012, produção (ii.1) *onshore* e (ii.2) *offshore*;

(iii) sistema de distribuição das participações especiais auferidas nos contratos de concessão firmados antes de 3.12.2012;

(iv) sistema de distribuição das participações especiais auferidas nos contratos de concessão firmados após 3.12.2012;

(v) sistema de distribuição dos *royalties* auferidos nos contratos de partilha da produção, (v.1) *onshore* e (v.2) *offshore*.

Para uma melhor compreensão do tema, sumarizam-se tais sistemas nas tabelas abaixo:

(i.1) Repartição dos *RCCs* − Produção *onshore* − Contratos de Concessão anteriores a 3.12.2012

Beneficiários	Distribuição da alíquota de 5% (Lei 7.990/89 e Decreto 01/91)	Distribuição da alíquota excedente a 5% (Lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98)
Estados produtores	70,0%	52,5%
Municípios Produtores	20,0%	15,0%
Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	10,0%	−
Municípios afetados por operações de	−	7,5%

[57] Nos contratos de concessão (firmados antes ou após 3.12.2012), haverá diferenças na forma de repartição dos *royalties*, a depender da alíquota aplicada no contrato. Conforme analisado no capítulo 4, a alíquota incidente nos RCCs pode variar de cinco a dez por cento sobre o valor da produção de petróleo e gás natural em cada campo. Para a distribuição dessas receitas, criou-se um sistema misto em que a parcela do valor do *royalty*, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei 7.990/89. Já a parcela restante, superior aos cinco por cento, será distribuída de acordo com as regras da Lei 9.478/97.

[58] Todas as áreas abarcadas pelo contrato de cessão onerosa referem-se à extração de petróleo *offshore*.

embarque e desembarque de petróleo e gás natural		
Ministério da Ciência e Tecnologia	–	25,0%
Total	100,00%	100,00%

Elaborado pela autora

(i.2) Repartição dos *RCCs* e *RCCOs* – Produção *offshore* – Contratos de Concessão anteriores a 3.12.2012

Beneficiários	Distribuição da alíquota de 5% (Lei 7.990/89 e Decreto 01/91)	Distribuição da alíquota excedente a 5% (Lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98)
Estados confrontantes	30,0%	22,5%
Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas	30,0%	22,5%
Municípios onde se localizam instalações de embarque e desembarque de petróleo	10,0%	–
Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo	–	7,5%
Ministério (Comando) da Marinha	20,0%	15,0%
Ministério da Ciência e Tecnologia	–	25,0%
Fundo Especial	10,0%	7,5%
Total	100,00%	100,00%

Elaborado pela autora

(ii.1) Repartição dos *RCCs* – Produção *onshore* – Contratos de Concessão após 3.12.2012

Beneficiários	Distribuição da alíquota de 5% (Lei 7.990/89 e Decreto 01/91)	Distribuição da alíquota excedente a 5% (Lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98)
Estados produtores	70,0%	52,5%
Municípios Produtores	20,0%	15,0%
Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	10,0%	–
Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	–	7,5%
Ministério da Ciência e Tecnologia	–	25,0%
Total	100,00%	100,00%

Elaborado pela autora

(ii.2) Repartição dos *RCCs* − Produção *offshore* − Contratos de Concessão após 3.12.2012 (parcela do valor do *royalty* que exceder 5% da produção)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	A partir de 2020
Estados produtores confrontantes	20	20	20	20	20	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	15	13	11	9	7	5	4	4
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3	3	3	3	2	2	2	2
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
União	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

Elaborado pela autora

(ii.2) Repartição dos *RCCs* − Produção *offshore* − Contratos de Concessão após 3.12.2012 (parcela do valor do *royalty* que representar 5% da produção)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	A partir de 2020
Estados produtores confrontantes	20	20	20	20	20	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	15	13	11	9	7	5	4	4
Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na forma e critério estabelecidos pela ANP	3	3	3	3	2	2	2	2
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	21	22	23	24	25,5	26,5	27	27
União	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

Elaborado pela autora

(iii) Repartição das *Participações Especiais* − Produção *onshore* ou *offshore* − Contratos de Concessão anteriores a 3.12.2012

Beneficiário	Alíquota
Estados ou o Distrito Federal	40%
Municípios	10%
Ministério de Minas e Energia	40%
Ministério do Meio Ambiente	10%

Elaborado pela autora

(iv) Repartição das *Participações Especiais* − Produção *onshore* ou *offshore* − Contratos de Concessão após 3.12.2012

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	A partir de 2020
Estados produtores confrontantes	32	29	26	24	22	20	20	20
Municípios produtores confrontantes	5	5	5	5	5	5	4	4
Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal de acordo com as regras do rateio do FPE de que trata o art. 159 da Constituição	10	11	12	12,5	13,5	14,5	15	15
Fundo Especial, a ser distribuído entre os municípios de acordo com as regras do rateio do FPM de que trata o art. 159 da Constituição	10	11	12	12,5	13,5	14,5	15	15
União	43	44	45	46	46	46	46	46
Total	100	100	100	100	100	100	100	100

Elaborado pela autora

(v. 1) Repartição dos *RCPs* − Produção *onshore*

Beneficiário	Alíquota
Estados ou o Distrito Federal	20%
Municípios	10%
Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido	5%
Fundo Especial para Estados e DF (critérios FPE)	25%
Fundo Especial para Municípios (critérios FPM)	25%

União, a ser destinado ao Fundo Social, instituído por esta Lei, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo	15%

Elaborado pela autora

(v.2) Repartição dos *RCPs* − Produção *offshore*

Beneficiário	Alíquota
Estados confrontantes	22%
Municípios confrontantes	5%
Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido	2%
Fundo Especial para Estados e DF (critérios FPE)	24,5%
Fundo Especial para Municípios (critérios FPM)	24,5%
União (Fundo Social)	22%

Elaborado pela autora

Algumas conclusões podem ser formuladas a partir da análise das tabelas. Primeiramente, verifica-se que, exceto com relação às participações especiais, os beneficiários e os critérios de repartição dos *royalties* diferem em virtude de a produção ocorrer em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres (*onshore*), ou na plataforma continental (*offshore*), assegurando-se sempre uma participação maior aos entes subnacionais caso a produção ocorra em terra, do que quando for desenvolvida na plataforma continental marítima, devido aos maiores impactos, potenciais ou efetivos, que sofrem em seu território.

Durante os debates que ocorreram no Congresso para a alteração dos critérios de partilha dos *royalties* dos contratos de concessão, pôde-se perceber que havia um sentimento, de certa forma pacífico, de que era justo que Estados e Municípios afetados no espaço terrestre do seu território (*onshore*) continuassem a receber as mesmas porcentagens estabelecidas na legislação até então vigente, o que de fato ocorreu, de modo que as regras de repartição para esses entes permaneceram inalteradas nos contratos firmados antes ou após 3.12.2012.

Por outro lado, houve um movimento de redução da participação dos Estados e Municípios confrontantes (*offshore*) na partilha das receitas petrolíferas, e a consequente

ampliação dos demais entes da federação, por meio da elevação das porcentagens destinadas aos Fundos Especiais dos Estados e dos Municípios[59] nos contratos firmados a partir de 3.12.2013. Tais fundos, que no regime anterior eram compostos apenas por uma média de 8,75% dos RCCs auferidos na produção *offshore*, passaram a contar com 42% dos RCCs (produção *offshore*) já em 2013. Esta participação aumentará gradualmente para 54% a partir de 2020; 20% das participações especiais em 2013, também com aumento gradual até 30% em 2020; além de 50% dos RCPs quando a produção for *onshore*, e 49% no caso de atividades *offshore*.

Essa ampliação da participação do restante da federação representa um avanço caso se considere o objetivo constitucional de reduzir as desigualdades regionais no país, contudo, isso não implica que essa nova forma de distribuição irá propiciar uma aplicação mais eficiente desses recursos. Para tanto, fazem-se necessários mecanismos que restrinjam sua utilização em despesas com o custeio da máquina pública, como bem ponderou Marcos Mendes, ao demonstrar preocupação de que, com a distribuição igualitária dessas receitas, tenha-se apenas "mais um recurso a ser aplicado nos gastos correntes, sem perspectiva de que venham a ser adequadamente investidos em favor das gerações futuras" (2012, p. 3).

Outra novidade criada por meio da Lei 12.351/2010 diz respeito à instituição do Fundo Social, a ser composto pelas seguintes receitas: *royalties* destinados à União por meio dos contratos de concessão e cessão onerosa, firmados antes de 3.12.2012; participações especiais dos contratos de concessão anteriores a 3.12.2012; RCPs; e toda a receita auferida pela União com a venda da sua parte em óleo, obtida no contrato de partilha. No entanto, deixou-se de estabelecer na lei como essa destinação será compatibilizada com a necessidade de a União transferir as porcentagens estabelecidas na Lei n. 9.478/97 para seus órgãos, tais como Ministério de Ciência e Tecnologia, Ministério de Meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia e Marinha do Brasil. Provavelmente, a questão será resolvida da maneira como tem sido feito atualmente, explicada no item 6.4.2.3, em que as porcentagens a ser transferidas aos órgãos da Administração Federal são ajustadas na Lei Orçamentária da União.

Por definição legal, trata-se de um fundo de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de

[59] Consistem em espécies de fundo público de destinação, criados pela União, por meio dos quais se transfere a Estados (via Fundo Especial dos Estados) e aos Municípios (via Fundo Especial dos Municípios), parcela dos *royalties* arrecadados com a venda do petróleo, com base nos critérios do FPE e FPM, respectivamente.

combate à pobreza e de desenvolvimento, das seguintes áreas: educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente, e para mitigação e adaptação às mudanças climáticas (art. 47 da Lei 12.351/2010).

No artigo seguinte (art. 48), são expostos os objetivos do Fundo Social, quais sejam: I − constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União; II − oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma prevista no art. 47; e III − mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Serão analisadas em detalhes as características que informam o Fundo Social, notadamente a sua finalidade intergeracional, no capítulo seguinte, tendo em vista tratar-se de tema afeto muito mais ao uso das receitas petrolíferas do que a sua partilha.

7 DAS REGRAS SOBRE A APLICAÇÃO DAS RECEITAS PETROLÍFERAS

7.1 Notas introdutórias

Após todo o trabalho desenvolvido no sentido de caracterizar as receitas auferidas pelo Estado brasileiro com a venda do petróleo como uma receita de capital, chegou o momento de analisar as consequências dessa alteração de paradigma interpretativo na sua aplicação.

Conforme exposto, o artigo 44 da Lei de Responsabilidade Fiscal veda a utilização de receitas de capital no financiamento de despesas correntes (basicamente, pagamento de pessoal e material de consumo). Assim, uma vez aceita a tese proposta neste estudo, as receitas petrolíferas somente poderiam ser utilizadas na realização de investimentos e inversões financeiras (despesas de capital), o que impediria, tal qual vem sendo feito, a sua aplicação em despesas correntes, que, conforme defendido pela doutrina econômica, não propicia a reprodução do capital e, consequentemente, um desenvolvimento de longo prazo capaz de beneficiar as gerações futuras quando do esgotamento das jazidas.

Tal orientação econômica para que as rendas do petróleo sejam aplicadas em investimentos baseia-se, ao fim e ao cabo, nas mesmas razões pelas quais não se deve aplicar uma receita oriunda da alienação de um bem em despesas correntes, tal qual exposto na seção 5.4.2 com o exemplo da família, oportunidade em que foi explicada a lógica do artigo 44 da LRF. Ambos são recursos que não podem sustentar o padrão de vida de uma população no longo prazo, uma vez que a receita auferida com a venda de um bem hoje não mais estará disponível amanhã, a não ser que seja investida de modo a propiciar o aumento da riqueza do país.

Vale destacar, contudo, que embora não exista, até o momento, um estudo que atribuísse às receitas petrolíferas natureza de receitas de capital (o que por si só já impõe um maior cuidado com o seu gasto), verificam-se no ordenamento jurídico dos países beneficiados com recursos naturais, sobretudo quando não renováveis, regras específicas que impõem um controle mais rigoroso à sua utilização, com a finalidade de evitar que venham a sofrer com a chamada “Maldição do Petróleo”.

Referida “maldição” consiste em uma situação paradoxal que se verifica em

grande parte dos países produtores de petróleo. Estes, apesar de beneficiados com uma expressiva arrecadação de receitas públicas, decorrente da venda do petróleo, não conseguem promover o seu desenvolvimento, figurando, muitos deles, entre os países com o menor Índice de Desenvolvimento Humano do mundo.

No intuito de compreender esse efeito nocivo das rendas petrolíferas, diversos estudos foram formulados visando detectar suas causas e propor soluções para o problema. Muitos deles findaram por inspirar a formulação de normas jurídicas, por meio das quais se conferiu um maior controle à utilização dessas receitas pelos países produtores de petróleo.

Nesse contexto, para que se possa chegar ao objetivo final deste estudo, que é analisar as limitações ao gasto das receitas petrolíferas decorrente da mudança de interpretação acerca da sua natureza jurídica, expõe-se, inicialmente, em que consiste a maldição do petróleo, verificando suas causas e possíveis soluções, o que é de fundamental importância para que se compreenda, na seção seguinte, o porquê de certas restrições legislativas ao gasto dessas receitas no ordenamento jurídico brasileiro.

Visto isso, chega-se ao final deste estudo, em que se busca responder aos seguintes questionamentos:

1 – Como deve ser operacionalizada essa mudança? 2 – De que maneira essa alteração irá se compatibilizar com as regras atuais de limitação desses recursos? 3 – Quais as vantagens e eventuais dificuldades em se limitar o gasto das receitas petrolíferas com despesas de capital?

7.2 A maldição do petróleo

Muitos países, apesar de ricos em recursos naturais, não foram capazes de utilizar essa benesse da natureza para promover o seu desenvolvimento, apresentando, de maneira geral, desempenho pior do que outros com menores quantidades de recursos naturais – o oposto daquilo que se esperaria. Esse fenômeno ficou conhecido como "a maldição dos recursos naturais" e foi objeto de uma série de estudos que tentaram encontrar as causas e soluções para esse problema.

Ao tratar especificamente dos efeitos dessa maldição sobre os países produtores de petróleo, Terry Lynn Karl ensina que após quatro décadas de experiência, constatou-se que a exportação de petróleo em si não transforma países pobres em economias prósperas. Antigamente, afirma a autora, "muitos especialistas pensavam que o *ouro negro* traria riquezas e desenvolvimento econômico. Atualmente as expectativas são muito mais

contidas" (2005, p. 22). Nesta perspectiva, "seria mais apropriado descrever os países exportadores de petróleo como países que sofrem do *paradoxo da abundância*, do *problema do Rei Midas*, ou o que Juan Pablo Perez Alfonzo, fundador da OPEP, chamou de os efeitos do excremento do diabo" (KARL, 2005, p. 22).

De fato, verifica-se que, de maneira geral, os países que dependem do petróleo para sua sobrevivência estão entre aqueles economicamente mais fragilizados, marcados por governos autoritários e dominados por conflitos.

Os efeitos prejudiciais incluem um crescimento econômico menor do que o esperado, uma fraca diversificação econômica, indicadores sociais baixos, altos níveis de pobreza e desigualdade, impactos ambientais devastadores ao nível local, corrupção desenfreada, governança excepcionalmente insatisfatória e grandes incidências de conflito e guerra (KARL, 2005).

Quando comparados a países que dependem da exportação de *commodities* agrícolas, Karl aduz que os países exportadores de petróleo e minérios sofrem com situações incomuns de grande pobreza, "sistema de saúde deficiente, má nutrição generalizada, altas taxas de mortalidade infantil, baixa expectativa de vida e baixo desempenho escolar – descobertas surpreendentes, considerando os fluxos de receitas em países ricos em recursos naturais" (2005, p. 22).

Contudo, percebe-se que essa maldição não é uma "sina" que necessariamente atinge todos os países que se encontram na posição de grandes produtores de recursos naturais. Conforme exemplifica Stiglitz, há aproximadamente 30 anos a Indonésia e a Nigéria apresentavam rendimentos *per capita* semelhantes e ambas dependiam intensamente das receitas petrolíferas. "Atualmente, o rendimento *per capita* da Indonésia é quatro vezes maior do que o da Nigéria, que caiu de US$ 302,75 em 1973 para US$ 254,16 em 2002" (2005, p. 13).

Da mesma forma, Karl entende que a maldição dos recursos naturais não é uma afirmação de que a sua abundância é sempre ou inevitavelmente ruim para o crescimento econômico ou para o desenvolvimento. A autora aponta exemplos de desenvolvimento bem-sucedido com base em recursos naturais, incluindo os "Estados Unidos (que foram a principal economia mineral do mundo quando se tornaram o líder mundial em manufaturas), o Canadá, a Austrália, o Chile e a Noruega" (2005, p. 22).

Neste sentido, começou-se a entender que o problema da maldição dos recursos naturais não estaria associado à mera propriedade de petróleo ou outros minerais, mas sim ao uso ineficiente das receitas públicas arrecadadas em razão da sua alienação.

A partir de então, surgiu uma série de estudos voltados a evitar essa maldição, ou mesmo revertê-la, identificando as suas causas e propondo soluções, as quais findaram por influenciar a adoção de políticas públicas de responsabilidade na gestão fiscal dessas receitas por diversos países, dentre eles o Brasil. É o que se verá adiante.

7.2.1 As causas da maldição do petróleo

De acordo com as lições de Terry Lynn Karl (2005), Stiglitz (2005) e Serra (2006), as causas para o fraco desempenho econômico dos países produtores de petróleo podem ser sumarizadas em seis fatores: (i) volatilidade do preço do petróleo, (ii) doença holandesa, (iii) defasagem na capacitação local, (iv) ausência de diversificação de fontes de arrecadação tributária, (v) corrupção, e (vi) utilização em despesas correntes. Aborda-se de maneira resumida cada um deles.

(i) Volatilidade do preço do petróleo: O preço do petróleo caracteriza-se por fortes oscilações no mercado, sendo conhecido como um dos mais voláteis do mundo. Isso dificulta sobremaneira o planejamento dos gastos públicos, principalmente quando há uma participação exacerbada deste recurso na composição do PIB do país[60]. Se a dependência for muito grande, a queda do petróleo, por exemplo, de 100 para 50 dólares o barril em um mês, cortaria praticamente pela metade a sua arrecadação de maneira brusca, o que o levaria a se endividar para cobrir suas despesas. Ao lançar mão do endividamento, a sua situação tende a se agravar, conforme explica Stiglitz:

> Quando o preço do petróleo está em alta, os bancos se dispõem a emprestar dinheiro para aumentar a taxa de dispêndio. Entretanto, os mercados de capitais são amigos inconstantes e volúveis. Quando o preço do petróleo cai ou as taxas de juros aumentam, os credores são rápidos para cobrar os empréstimos. A máxima característica dos banqueiros é que eles preferem emprestar para aqueles que não precisam do dinheiro. Quando o preço do petróleo cai, o país precisa de dinheiro, mas é nessa situação que os credores querem reaver seu dinheiro. Isto explica porque os fluxos de capital, especialmente os de curto prazo, tendem a ser pró-cíclicos, exagerando, de qualquer forma, as flutuações geradas pela queda do preço do recurso natural (2005, p. 15).

[60] "Esta dependência geralmente é medida pela participação majoritária das exportações de petróleo nas exportações totais (geralmente de 60 a 95% das exportações totais) ou pelo quociente entre exportações de petróleo e gás natural, e o produto interno bruto – um número que pode variar de 4.9% (em Camarões, cujo petróleo está se exaurindo) a 86% (na Guiné Equatorial, um dos mais novos exportadores)" (KARL, 2005, p. 22).

(ii) Doença holandesa: A doença holandesa corresponde a um processo de desindustrialização que pode ocorrer em um país ao descobrir reservas de petróleo em seu território. A exportação do recurso, e a consequente entrada de capital estrangeiro, leva à valorização da moeda do país, tornando mais atrativas as importações em detrimento das exportações, prejudicando, assim, a competitividade da indústria nacional.

(iii) Defasagem na capacitação local: Segundo Terry Lynn Karl, a dificuldade das companhias petrolíferas em aproveitar a mão de obra local, em virtude da baixa capacitação profissional da população economicamente ativa dos países exportadores de petróleo, resulta no enfraquecimento da demanda por conhecimento no país. De acordo com a autora:

> profissionais altamente especializados são enviados a outros países para serem treinados, ou então profissionais estrangeiros são trazidos para o país para trabalhar, tirando assim dos países exportadores de petróleo os imensos benefícios do processo de *aprendizagem pela experiência*, crucial para o desenvolvimento econômico (2005, p. 24).

Afirma ainda que esse impacto é evidente de acordo com o Segundo Relatório de Desenvolvimento Humano em Países Árabes, publicado pela Organização das Nações Unidas em 2003, segundo o qual "a alta dependência do petróleo em partes do Oriente Médio levou à superconcentração de riquezas em poucas mãos, ao deficiente crescimento econômico, e enfraqueceu a demanda por conhecimento" (2005, p. 24).

(iv) Ausência de diversificação de fontes de arrecadação tributária: É muito comum em países que são grandes produtores de petróleo que sua arrecadação esteja pautada, unicamente, na apropriação de rendas decorrentes da venda deste recurso. Tem-se verificado que a abundância de petróleo em uma região retira os incentivos à instituição de um sistema tributário que gere outras fontes de renda para o Estado, o que aprofunda a dependência com relação a esta fonte de renda.

Além disso, a ausência de imposição tributária à população local gera, segundo Karl, o rompimento de uma ligação crítica entre tributação, representação e responsabilidade do Estado. "A dependência do petróleo funciona como uma barreira para atividades mais produtivas, e elimina a responsabilidade necessária para satisfazer as demandas e o escrutínio dos contribuintes" (2005, p. 24).

(v) Corrupção: Grandes produtores de petróleo, a exemplo de Nigéria, Angola, Azerbaijão, Congo, Camarões e Indonésia, entre outros, "competem pela posição de *o país mais corrupto* na classificação anual da Transparência Internacional, uma organização não

governamental dedicada a combater governos e práticas comerciais internacionais corruptas" (KARL, 2005, p. 26). Muitas vezes os governantes firmam contratos com as companhias de petróleo, beneficiando-se diretamente das receitas petrolíferas auferidas. Há situações em que estes valores chegam a ser depositados em contas pessoais desses representantes (vide exemplo da Líbia, bastante difundido na mídia, em que os *royalties* eram depositados nas contas pessoais do ex-ditador Muhammad Gaddafi e de seus filhos).

Grupos políticos desviam as receitas do petróleo em seu favor para se manter no poder, reprimindo violentamente manifestações contrárias a seus regimes. Essa situação causa ainda mais distorções econômicas, segundo Karl, pois "diminui a eficiência dos investimentos, fortalece a oposição à reforma econômica e permite a formação de distorções nas barreiras protecionistas" (2005, p. 26).

Além disso, prossegue a autora, "elevados níveis de corrupção contribuem para a maldição dos recursos naturais, pois alteram as escolhas das políticas públicas". Neste sentido, por exemplo, os planejadores em países exportadores de petróleo "tendem a favorecer megaprojetos cujas compensações podem ser mais facilmente ocultadas e a obtenção de subornos facilitada, enquanto evitam investimentos produtivos de longo prazo mais transparentes" (KARL, 2005, p. 26). Esta situação leva à diminuição tanto dos níveis de crescimento como de renda do país.

(vi) Utilização em despesas correntes: A mera utilização das receitas petrolíferas em despesas correntes, por si só, já é vista por parte da doutrina econômica como prejudicial para a qualidade do gasto público, propiciando a deterioração das finanças dos países produtores de petróleo. Isso porque não faz sentido utilizar esses recursos para o custeio da máquina estatal se, após o período de extração, findas as reservas, não será mais possível sustentar o padrão anteriormente criado. Nesse diapasão, Rodrigo Valente Serra argumenta que "se espera que esta renda gerada seja aplicada de forma a oferecer à geração futura uma fonte de renda, quando da exaustão do recurso" (2006, p. 210). Segundo o autor, baseando-se nas lições de Hartwick (1977), recomenda-se que as rendas geradas por recursos não renováveis sejam investidas em acumulação de bens de capital. "A ideia é que a geração atual deixe para a futura capital reprodutível, humano ou físico, suficiente para que esta mantenha um padrão de vida satisfatório" (SERRA, 2006, p. 210). Para tanto, continua, "a geração atual deve converter parte da renda de Hotelling em máquinas e trabalho. É a transformação de estoque de recursos não renováveis em estoques de capital manufaturado e humano" (SERRA, 2006, p. 210-211).

Este último fator apontado como causa para a maldição do petróleo (aplicação das

rendas petrolíferas em despesas correntes) se conecta da maneira mais direta ao escopo desta tese, motivo por que será visto com mais detalhes adiante. Verificar-se-á, inclusive, que boa parte das soluções prescritas para a eliminação desse mal se baseia na utilização desses recursos em despesas de capital, capazes de gerar o financiamento e a diversificação da economia "na direção de atividades mais dependentes de trabalho e capital físico do que de recursos naturais" (2006, p. 210-211). É o que defende Serra, citando os ensinamentos de Postali.

7.2.2 Medidas criadas para conter a maldição

Do mesmo modo como foi feito acima, nesta seção serão abordadas, de maneira sumária, algumas medidas com o intuito de combater a maldição do petróleo. Para tanto, tomam-se por base as lições de Stiglitz, que tratou do tema em artigo intitulado "Transformando os Recursos Naturais em uma Bênção em vez de uma Maldição".

As soluções propostas foram divididas no estudo em políticas macroeconômicas e microeconômicas. Dentre as primeiras, tem-se: (i) controle do nível de extração; (ii) realização de empréstimos apenas para o financiamento de despesas de capital; (iii) adoção de estruturas contábeis que evidenciem a conversão do petróleo (considerado um ativo) em recursos financeiros; e (iv) a criação de fundos de estabilização. Com relação às políticas microeconômicas, foram sugeridas (i) a adoção de mecanismos de transparência e (ii) de modelos de licitação eficientes.

Políticas macroeconômicas:

(i) Controle do nível de extração: O Estado deve desenvolver mecanismos que possibilitem o controle da taxa de extração do recurso, tendo em vista que, em determinadas circunstâncias, poderá ser economicamente mais eficiente deixá-lo por algum tempo sob a terra, aguardando situações mais favoráveis para extraí-lo.

Além disso, a extração de recursos naturais não renováveis diminui a riqueza de um país, a menos que as receitas geradas sejam investidas de modo a propiciar o seu aumento. Segundo Stiglitz, a extração em si faz com que o país empobreça, uma vez que recursos como petróleo, gás natural ou minérios não são renováveis. "Uma vez retirados do solo e vendidos, não podem ser repostos. Somente o reinvestimento subseqüente em bens de capital (físicos ou naturais) pode compensar a perda desta riqueza natural e fazer com que

o país fique mais rico (2005, p. 15).

Como os recursos naturais são bens que integram o ativo do Estado, continua o autor, deve-se considerar a extração simplesmente como uma redistribuição de portfólio, ao converter uma parte da base de ativos dos recursos naturais numa outra forma. "Um país como Bangladesh, com reservas limitadas de gás natural, pode querer agir com cautela ao vender seu gás, já que não há nenhuma outra maneira efetiva de assegurar-se com relação a um aumento no preço da energia no decorrer do tempo" (2005, p. 15).

(ii) Realização de empréstimos apenas para o financiamento de despesas de capital: Essa é a chamada Regra de Ouro das Finanças Públicas, segundo a qual as operações de crédito efetuadas por um país não devem exceder o montante previsto em seu orçamento para a realização de despesas de capital. Dito de outro modo, não se deve realizar empréstimos para o financiamento de despesas correntes.

Essa é uma preocupação especialmente relevante nos países produtores de petróleo, pois, conforme demonstra a experiência, há uma tendência de estes realizarem vultosos empréstimos quando há uma queda brusca no preço do petróleo (o que não é incomum ocorrer, dada a volatilidade do preço deste recurso). Como alguns utilizam as rendas petrolíferas para cobrir despesas correntes, que de modo geral precisam ser efetivadas com certa regularidade (por exemplo, o pagamento de pessoal), uma diminuição expressiva no preço do barril leva aqueles cujo orçamento depende em grande parte desses valores a contratarem empréstimos para conseguir manter o nível dos serviços públicos já existentes.

Ademais, como bem exposto por Stiglitz, quando o dinheiro do empréstimo é usado para financiar despesas correntes, "essas despesas podem contribuir para a supervalorização da taxa de câmbio, o que em realidade gera grandes dificuldades para exportadores e fornecedores através de um efeito conhecido como a Doença Holandesa" (2005, p. 15).

(iii) adoção de estruturas contábeis que evidenciem a conversão do petróleo (considerado um ativo) em recursos financeiros: Neste ponto, Stiglitz faz uma crítica à ausência de contabilização do petróleo como ativo permanente do patrimônio estatal e afirma que:

> Da mesma forma que as estruturas contábeis de uma firma levam em conta a depreciação de seus ativos, uma estrutura contábil de um país deve levar em conta o esgotamento de seus recursos naturais e a deterioração do meio ambiente. Da mesma forma que a estrutura contábil de uma firma considera ativos e passivos, um país também deveria considerar os seus, observando se há aumento do passivo (dívidas) assim

> como do ativo. Um país que liquida seus recursos naturais, privatiza suas companhias petrolíferas e contrai empréstimos a serem pagos com receitas futuras, pode passar por uma febre de consumo que eleva o PIB, mas a estrutura contábil deveria demonstrar que, em verdade, o país ficou mais pobre (2005, p. 16).

Essa é uma crítica que corrobora o posicionamento defendido ao longo do trabalho de que os pagamentos efetuados pelas empresas petrolíferas por meio dos *royalties lato sensu* correspondem, na verdade, à contraprestação pela alienação de um bem público, cuja propriedade é transferida ao particular no momento da extração. A ausência de contabilização desses recursos naturais no ativo permanente do Estado gera a falsa impressão de que, com o recebimento dessas receitas, houve apenas um acréscimo no patrimônio público, desconsiderando, portanto, que se deu também um decréscimo no seu ativo permanente.

(iv) a criação de fundos de estabilização: Tal medida mostra-se de suma importância para proteger os Estados contra as oscilações do preço do petróleo, pois o dinheiro ali depositado permite a realização de uma política anticíclica, poupando-se no período em que os preços estão em alta, para que haja receitas disponíveis quando da desvalorização do recurso. Na maioria dos casos – como ocorre no Brasil – esses fundos acumulam também a função de fundos de investimento, de modo que o esgotamento dos recursos naturais seja compensado por um aumento no capital humano e físico.

Políticas microeconômicas:

(i) a adoção de mecanismos de transparência: A divulgação por parte do Estado de informações como os termos dos contratos petrolíferos firmados, o montante de receita paga ao governo, a quantia de recursos naturais extraídos, eventuais benefícios fiscais existentes, a forma de utilização das receitas arrecadadas, entre outros aspectos, é uma das formas mais eficientes de combater a corrupção, pois possibilita o controle das ações estatais não só pela população local, mas também pelas próprias empresas petrolíferas e organismos internacionais.

(ii) modelos de licitação eficientes: O modelo de licitação adotado traz consequências importantes na forma como o governo irá se apropriar da riqueza gerada com a extração dos seus recursos. Stiglitz refere duas situações que podem gerar distorções indesejáveis para o país. A primeira delas diz respeito à extensão dos campos licitados. Um certame no qual há uma divisão do espaço a ser explorado em poucos blocos de grande

extensão, ao invés de muitos blocos de tamanho reduzido, diminui a competitividade e, consequentemente, os incentivos para que as empresas ofereçam uma participação governamental mais alta na extração dos recursos durante o processo licitatório. Tal problema, contudo, somente se verifica quando a porcentagem da participação estatal (estabelecida por meio de *royalties lato sensu* ou de uma parcela do óleo extraído) serve de parâmetro para a escolha do licitante vencedor. Isso certamente ocorrerá no Brasil com os contratos de partilha, em que vence a empresa que oferecer uma maior parcela do excedente em óleo à União.

A segunda distorção diz respeito a uma eventual vantagem de se adotar uma alíquota regressiva para os *royalties lato sensu* como uma forma de evitar o fechamento prematuro dos campos de extração, ou mesmo que haja uma retirada excessivamente alta de óleo. Contratos bem elaborados, afirma Stiglitz, "podem ter um termo que permita, à medida que o petróleo comece a ser extraído e os custos de extração aumentem, a diminuição (ou possivelmente até a eliminação) dos *royalties* mediante o pagamento de um montante fixo" (2005, p. 18).

7.3 Regras de limitação ao uso das receitas petrolíferas no Brasil

Muitas dessas medidas sugeridas pelos economistas foram adotadas por países produtores de petróleo e inspiraram a formulação de normas jurídicas por meio das quais se conferiu um controle maior à utilização das receitas públicas auferidas em razão da venda desses recursos.

No Brasil, as primeiras limitações ao uso das receitas petrolíferas foram introduzidas na Lei 2.004/53, que previa regras distintas caso se tratasse de recursos auferidos pela União ou por Estados, Municípios e Distrito Federal. Com relação ao ente central, desde esse momento as restrições legais caracterizavam-se por ser bastante amplas, apenas impondo a vinculação de uma parcela dos recursos a atividades desenvolvidas pelos Ministérios de Minas e Energia, Educação e Cultura, e Marinha, que poderiam servir, inclusive, para cobrir despesas correntes desses órgãos.

No que tange à parcela direcionada aos entes subnacionais, de acordo com essa norma deveria ser aplicada "preferentemente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento básico". Em 22 de julho de 1986, a Lei 7.525 alterou o dispositivo, substituindo a palavra "preferentemente" por "exclusivamente".

Com a edição da Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, que revogou a Lei 2.004/53, introduziram-se no ordenamento novas limitações ao gasto das rendas petrolíferas (RCCs apenas). As mais significativas referiam-se apenas aos entes subnacionais, vedando-se a aplicação das compensações financeiras por eles percebidas no pagamento de dívidas e de pessoal[61]. Além disso, tais esferas de poder continuaram obrigadas – ao menos em tese − a aplicar esses recursos como previsto na legislação anterior, exclusivamente em "energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico", por força do comando contido no artigo 24 do Decreto n. 1, de 11 de janeiro de 1991. A União, por sua vez, permaneceu obrigada apenas a direcionar parcela dos seus recursos a órgãos da sua administração direta; em um primeiro momento (por força da Lei 7.990/89), somente para o Ministério da Marinha, para fazer frente aos encargos de fiscalização na plataforma continental. Depois, com a edição da Lei 9.478/97, novamente para o Ministério de Minas e Energia, bem como para os Ministérios de Meio Ambiente e Ciência e Tecnologia, como visto no capítulo anterior, para fazer frente a uma série de programas e projetos vinculados a esses órgãos.

Contudo, verifica-se na prática que todas essas vinculações passam ao largo de ser cumpridas. A União, conforme ensinam Afonso e Gobetti, transfere apenas uma pequena parcela do que a legislação determina, contingenciando a maior parte dos recursos para a realização de superávit primário:

> Na esfera federal de governo, por sua vez, os recursos são expressamente vinculados a determinados programas e Ministérios (Marinha, Minas e Energia, Meio Ambiente e Ciência e Tecnologia), mas a regra tampouco tem sido obedecida. Por meio de desvinculações formais e contingenciamentos do orçamento dos ministérios, o Tesouro Nacional tem desviado para o superávit primário a maior parte da receita dos *royalties* que permanece com a União, como podemos ver na Tabela 6, onde sistematizamos informações do banco de dados Siga Brasil, do Senado.
> Entre 2003 e 2007, o total arrecadado pelo Tesouro em *royalties* e participações especiais chegou a R$ 64 bilhões, dos quais R$ 39 bilhões foram transferidos para estados e municípios. Os R$ 25 bilhões restantes estavam vinculados aos orçamentos dos Ministérios da Defesa (Marinha),

[61] Art. 8º O pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos da Administração Direta da União, até o último dia útil do segundo mês subseqüente ao do fato gerador, devidamente corrigido pela variação do Bônus do Tesouro Nacional (BTN), ou outro parâmetro de correção monetária que venha a substituí-lo, **vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal**. (Lei 7.990/89, grifos nossos).

> Ciência e Tecnologia, Minas e Energia e Meio Ambiente. Mas apenas R$ 3,4 bilhões desse total foram efetivamente aplicados pelo Tesouro em sua finalidade legal (2008, p. 249).

Com relação aos entes subnacionais, a situação não é diferente. A desconhecida vinculação de recursos prescrita no citado artigo 24 do Decreto n. 1/91 é simplesmente tratada como se não existisse. A proibição de aplicação das compensações financeiras em gasto com pessoal perdeu grande parte de sua eficácia com a interpretação que vem sendo dada atualmente a essa regra pelos Tribunais de Contas do país.

Ocorre que de acordo com o entendimento das Cortes Estaduais de Contas do país (exceto os TCs do Espírito Santo e Paraná), a vedação contida no artigo 8º da Lei 7.990/89 – que proíbe a aplicação das compensações financeiras em despesas com pessoal – não impede que essas receitas integrem o cálculo da Receita Corrente Líquida do ente federativo (RCL). O problema é que, tendo em vista que a LRF cria um limite para gasto com pessoal baseado numa fração da RCL (União 60%, Estados e Municípios 50%)[62], a inclusão das compensações financeiras no cômputo da Receita Corrente Líquida finda por propiciar que boa parte desses recursos seja aplicada em despesas com pessoal.

Eis como se posicionaram sobre o tema os técnicos designados pelos Tribunais de Contas e órgãos representativos do Governo Federal, que se reuniram no IV FÓRUM IRB/PROMOEX, com o objetivo de harmonizar os conceitos e pontos de controle da LRF:

> **O Tribunal de Contas do Estado do Paraná, através do Acórdão no 1509/06, de 10/11/2006, decidiu pela exclusão das receitas** de Transferências Voluntárias, de recursos de transferência do Sistema Único de Saúde, **dos Royalties de Compensações Financeiras** e do Salário Educação/FNDE **do cálculo da Receita Corrente Líquida**, tendo em vista tratar-se de verbas vinculadas a finalidades específicas e de natureza transitória. O representante do TCE-PR, Márcio Assumpção, informou que **foi utilizado como fundamento para tal exclusão a Lei 7990/8**9, bem como o parágrafo único do art. 8° da LRF.
> Os defensores da tese da exclusão dos recursos vinculados e transitórios alegam que, se considerados esses recursos, os limites ficarão bem superiores à capacidade real de endividamento ou absorção de despesas correntes do ente público. **Foram citados exemplos de Municípios que comprometem mais de 100% (cem por cento) das suas receitas correntes, excluídos os recursos oriundos dos royalties do petróleo,**

[62] Art. 19. Para os fins do disposto no *caput* do art. 169 da Constituição, a despesa total com pessoal, em cada período de apuração e em cada ente da Federação, não poderá exceder os percentuais da receita corrente líquida, a seguir discriminados: I - União: 50% (cinquenta por cento); II - Estados: 60% (sessenta por cento); e III - Municípios: 60% (sessenta por cento).

> **com despesa de pessoal.**
> A representante da STN, Selene Peres, defendeu que a concepção da RCL não segue a lógica orçamentária, à qual se atrelam as vinculações. Sua finalidade é servir de parâmetro ou denominador para definição e apuração dos limites máximos previstos pela LRF. Os limites, por sua vez, são tetos para gasto e não autorizam despesas; apenas o orçamento autoriza despesas. **Não tendo a LRF citado tais receitas vinculadas no rol das exclusões possíveis, deveriam as mesmas compor a receita corrente líquida dos respectivos entes. [...]**
> **O entendimento majoritário foi o de que não há fundamentação jurídica plausível para a exclusão das receitas vinculadas (royalties, SUS, Salário Educação do FNDE e Transferências Voluntárias) da base de cálculo para a Receita Corrente Líquida** (2007, p. 7-8, grifos nossos).

O resultado de tal entendimento, conforme denunciam Afonso e Gobetti, é a utilização indiscriminada dessas receitas para o pagamento de pessoal:

> Além disso, como veremos a seguir, os municípios sobrefinanciados, mais ricos, tendem a gastar mais não só em áreas essenciais como, principalmente, em outras menos prioritárias. As despesas com pessoal do Legislativo, por exemplo, estão limitadas a 6% da receita corrente líquida na esfera municipal (LC 101/2000). **Isso significa que o aumento das transferências provenientes de *royalties* cria um estímulo, via aumento da RCL, para que as Câmaras de Vereadores utilizem o espaço fiscal que possuem para elevar suas despesas**.
> **[...] Em geral, e não apenas nos Legislativos, os gastos com pessoal são mais elevados no grupo dos cem principais beneficiários dos *royalties,* ultrapassando em 33% a média *per capita* dos demais municípios recebedores desse tipo de compensação financeira, apesar de a Lei 7.990/1989 ter proibido a aplicação desse tipo de receita em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.** No período de 2002 a 2006, as despesas de pessoal nos vinte principais beneficiários de *royalties* cresceram 70,7% em valores nominais, o dobro da inflação do período. Em Campos (RJ), a expansão chega a 306,9%.
> Ou seja, podemos falar em uma propensão de os municípios gastarem a riqueza do petróleo em ampliação das despesas correntes, em especial as despesas de pessoal. Por outro lado, é possível verificar que essa expansão das despesas correntes sequer está relacionada à expansão dos serviços públicos disponibilizados à população. A Tabela 5 mostra que não há diferença de investimentos (em obras e equipamentos) *per capita* entre os grupos de municípios, segundo o recebimento ou não de *royalties* (2008, p. 246-247).

Verifica-se, portanto, que grande parte dos recursos auferidos pelos entes subnacionais a título de compensação financeira é utilizada no pagamento de pessoal (espécie de despesa corrente), o que, conforme apontado na seção anterior, constitui uma das mais significativas causas para a maldição do petróleo (ou enfraquecimento da economia em razão do recebimento de receitas petrolíferas), tendo em vista que a aplicação

desses recursos nesse tipo de finalidade não propicia a reprodução do capital e, consequentemente, um desenvolvimento de longo prazo. Essa situação por que passam os entes subnacionais brasileiros beneficiários de receitas petrolíferas mostra-se especialmente preocupante diante da constatação de que praticamente não há diferença no montante de investimentos (em obras e equipamentos) *per capita* entre os grupos de municípios receptores ou não de compensações financeiras, de acordo com as conclusões do estudo empírico formulado por Afonso e Gobetti, citadas acima.

Como será visto adiante, as diferenças de interpretação entre os Tribunais de Contas sobre a inclusão ou não das compensações financeiras no cálculo da RCL perdem a razão de existir diante do entendimento aqui proposto, de que as rendas petrolíferas constituem receitas de capital. É que, segundo o artigo 2º, IV, da Lei de Responsabilidade Fiscal, as receitas de capital estão excluídas do cômputo da receita corrente líquida. Consequentemente, como já explicado anteriormente, uma vez classificadas como receitas de capital, somente poderão ser aplicadas por qualquer dos entes federativos em despesas de capital: investimentos e inversões financeiras (art. 44, LRF).

A partir de 2010, com a descoberta do pré-sal, novas limitações ao gasto das receitas petrolíferas passaram a ser introduzidas no ordenamento jurídico – aplicáveis apenas ao ente central[63] –, todas elas tendentes, ao menos de maneira ideal, a propiciar a sua utilização em benefício das gerações futuras.

Determinou-se mediante o artigo 50-B, inserido na Lei 9.478/97 por meio da Medida Provisória n. 592, de 2012, que as receitas recebidas pela União a título de *royalties* e participações especiais dos contratos de concessão, *onshore* ou *offshore*, firmados a partir de 3 de dezembro de 2012, serão destinadas, exclusivamente, à educação, em acréscimo ao mínimo constitucionalmente obrigatório, na forma de regulamento a ser criado.

Contudo, a alteração mais significativa na utilização das receitas petrolíferas pela União, sem dúvidas, diz respeito à criação do Fundo Social pelo artigo 47 da Lei 12.351/2010. Dada a complexidade das normas que regulam o seu funcionamento, bem como a importância desse instrumento, reconhecido em todo o mundo como o mecanismo de maior sucesso no combate à maldição do petróleo, este será tratado mais detalhadamente no tópico a seguir.

[63] Note-se que com relação aos entes subnacionais, atualmente a única limitação ao seu gasto das receitas petrolíferas por eles recebidas é a ineficaz proibição de aplicá-las no pagamento de pessoal e da dívida, prevista na Lei 7.990/89.

7.4 O Fundo Social

Não restam dúvidas de que a medida de maior sucesso, e por isso mais difundida em todo o mundo como forma de combater os efeitos nocivos da maldição do petróleo, são os chamados fundos soberanos.

Constituem-se, segundo Sergio Gobetti, em instituições fiscais especiais cujo objetivo é tentar evitar a volatilidade das rendas do petróleo e, em alguns casos, as pressões cambiais decorrentes da internalização das receitas em divisas estrangeiras (2009, p. 15).

De acordo com Rodrigo Valente Serra:

> Trata-se de um fundo com dupla finalidade: a garantia de estabilidade macroeconômica e a constituição de um fundo de poupança. A contribuição do fundo para a estabilidade macroeconômica se efetiva em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, o fundo, ao recolher o excesso de divisas daquele grande país exportador, contribuiria para minimizar a pressão inflacionária; nas conjunturas de baixa do preço do petróleo, o fundo socorreria o Tesouro, evitando um maior nível de endividamento. Portanto, um fundo voltado para a estabilidade monetária e para prevenção de déficits públicos.
> A função de poupança é realizada a partir dos depósitos anuais, em conjunturas de alta dos preços petrolíferos, e do incremento de dividendos ao principal do fundo. Este fundo de poupança torna-se especialmente relevante para o país, diante da previsão (em função do envelhecimento da população e do amadurecimento dos campos petrolíferos noruegueses) de incremento das despesas com aposentadoria na mesma época em que, espera-se, as receitas petrolíferas começarão a cair (SERRA, 2005, p. 133-134).

Apesar de presentes em quase todos os países produtores de petróleo, ganhou notoriedade como caso de sucesso o fundo soberano norueguês, criado em 1990, que conta atualmente com um patrimônio de mais de 2,3 trilhões de coroas (NOK), aproximadamente 420 bilhões de dólares (GOBETTI, 2009).

Para que o país acumulasse tamanho ativo financeiro, Gobetti explica que "foi necessário que poupasse a maior parte das rendas do petróleo. Isso foi possível não só por não ter dívida pública (mas, ao contrário, ser um credor líquido), como também pelo regime tributário e fiscal aplicado ao setor" (2009, p. 18). Mais adiante, o autor acrescenta que, "em certa medida, o modelo norueguês (*bird-in-hand*) pode ser visto como um caso extremo de poupança precaucional no qual o governo decide consumir apenas o equivalente ao rendimento do estoque já acumulado de ativos" (2009, p. 24).

O fato é que o depósito de recursos em um fundo desta natureza tem a capacidade de combater, ao mesmo tempo, três das mais significativas causas para a maldição do petróleo: (i) a volatilidade do preço do petróleo, (ii) a doença holandesa e (iii) a aplicação dos recursos em despesas correntes.

Com relação à primeira, tem-se que à medida que os recursos não são gastos imediatamente, mas poupados, possibilita-se a manutenção no nível da renda com a qual o Estado irá contar para cobrir seus gastos com o fornecimento de bens e serviços públicos. Estes serão cobertos pelas receitas *non-oil*, e, eventualmente, com aquelas decorrentes do retorno sobre o capital investido por meio do fundo[64]. Ademais, propiciam a realização de uma política anticíclica, possibilitando ao Estado poupar nos momentos de alta do preço do petróleo, e gastar nas épocas de crise, evitando, assim, oscilações bruscas na renda do país, sem que para isso precise recorrer a empréstimos.

Ao mesmo tempo, o fato de essas receitas não serem postas diretamente em circulação no mercado dificulta que o seu ingresso promova a supervalorização da moeda local, que leva ao fomento das importações, e, consequentemente, o enfraquecimento da indústria local, ou seja, evita a ocorrência da doença holandesa.

Ademais, quando se atribui aos fundos soberanos também uma feição de fundo de investimento, permite-se a reprodução do capital gerado com a atividade petrolífera, isto é, transforma-se a receita pública oriunda da alienação de um bem em uma fonte de renda permanente para as futuras gerações. Desse modo, converte-se uma receita de capital em uma receita corrente, passível de ser utilizada para cobrir gastos correntes.

No Brasil, foi instituído um fundo dessa natureza em 22 de dezembro de 2010, por meio da Lei 12.351, chamado de Fundo Social, que visa cumprir tanto o papel de fundo de estabilização, quanto de investimento.

Para a formação dessa poupança pública vinculou-se boa parte das receitas a serem arrecadadas com a atividade petrolífera no pré-sal[65], as quais não poderão ser

---

[64] De um conjunto de 31 países petrolíferos, analisados por Ossowski et al. (2008), 21 estabeleceram algum tipo de fundo (16 deles posteriores a 1995) para o qual canalizam parte das receitas do petróleo. "[...] Em termos operacionais, alguns países seguem regras discricionárias ou parcialmente dependentes do orçamento, depositando no fundo a receita excedente ao previsto no orçamento, mas a maioria adota regras rígidas para os depósitos e os saques, referenciadas em porcentuais preestabelecidos das receitas ou em determinados preços do petróleo – um teto acima do qual as receitas são transferidas para o fundo e um piso abaixo do qual os recursos são sacados" (WULFF, 2009, p. 15).

[65] De acordo com o artigo 49 da referida norma, constituem recursos do Fundo Social: I - parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos contratos de partilha de produção; II - parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento; III - receita advinda da comercialização de petróleo, de

utilizadas diretamente, destinando-se tão só a constituir poupança pública de longo prazo e a mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional (art. 48, I e III). Para o atendimento da finalidade constante no artigo 48, II, que visa oferecer fonte regular de recursos para o desenvolvimento social e regional, por meio de programas e projetos nas áreas previstas no artigo 47[66], deverão ser utilizados apenas os recursos do Fundo Social provenientes do retorno sobre o capital (art. 51, *caput*), ou seja, não poderão ser utilizadas parcelas de recursos do principal, mas apenas seus rendimentos. A única exceção a essa regra consta no parágrafo único do artigo 51, segundo o qual, "constituído o FS e garantida a sua sustentabilidade econômica e financeira, o Poder Executivo, na forma da lei, poderá propor o uso de percentual de recursos do principal para a aplicação nas finalidades previstas no art. 47, na etapa inicial de formação de poupança do fundo".

Com relação à política de investimentos do Fundo, determina o artigo 50 que ela terá por objetivo "buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira para o cumprimento das finalidades definidas nos arts. 47 e 48", devendo ser definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS. Tal comitê terá sua composição e funcionamento estabelecidos em ato do Poder Executivo, assegurada a participação do Ministro de Estado da Fazenda, do Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e do Presidente do Banco Central do Brasil (art. 52, parágrafo 1º).

Para atuar como agentes operadores do FS, a União, a critério do CGFFS, poderá contratar instituições financeiras federais, as quais farão jus à remuneração pelos serviços prestados (art. 54). Ademais, a lei autoriza a União a participar, com recursos do FS, como cotista única, de fundo de investimento, que deverá ser constituído por instituição financeira federal (art. 55).

Por fim, cabe destacar que os investimentos e aplicações do FS, seguindo os

---

gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei; IV - os *royalties* e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão, destinados à administração direta da União, observado o disposto nos §§ 1º e 2º deste artigo; V - os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e VI - outros recursos destinados ao FS por lei.

[66] No artigo 47 da Lei 12.351/2010 foram explicitadas as áreas a ser contempladas com recursos do fundo, como forma de promover o desenvolvimento social e regional, por meio do financiamento de projetos e programas vinculados a essas áreas. São elas: I - da educação; II - da cultura; III - do esporte; IV - da saúde pública; V - da ciência e tecnologia; VI - do meio ambiente; e VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Contudo, de acordo com o parágrafo 3º desse mesmo artigo, "do total do resultado a que se refere o *caput* do art. 51 auferido pelo FS, cinquenta por cento deve ser aplicado obrigatoriamente em programas e projetos direcionados ao desenvolvimento da educação, na forma do regulamento".

ensinamentos propostos pela doutrina econômica, deverão ser destinados preferencialmente à aquisição de ativos no exterior, mitigando-se, com isso, a volatilidade de renda e de preços na economia nacional (art. 50, parágrafo único).

7.5 Da limitação do gasto das receitas petrolíferas decorrente da mudança de interpretação acerca da sua natureza jurídica

A classificação das receitas petrolíferas, por parte dos entes federativos no Brasil, como sendo uma receita corrente, tem gerado, ao longo dos anos, efeitos nocivos para o país, possibilitando a sua utilização para cobrir gastos com despesas de custeio.

Por ser um recurso não renovável, o petróleo extraído hoje, e, consequentemente, a receita pública obtida com a sua venda, não estará disponível amanhã, motivo por que é insustentável do ponto de vista econômico a manutenção de uma estrutura de serviços públicos cujo custeio seja financiado diretamente por meio dessas receitas. Por isso, é essencial que a sua aplicação seja planejada, e investida de modo que as gerações futuras tenham uma fonte de renda quando do esgotamento das reservas.

No entanto, percebe-se que no Brasil tem acontecido exatamente o oposto. Não faltam relatos de ineficiência e até mesmo malversação no uso das rendas petrolíferas, como se verifica, por exemplo, em reportagem da revista Exame, elaborada com base em dados fornecidos pelo *site Info Royalties*, da Universidade Cândido Mendes:

> os municípios que recebem *royalties* e participações especiais pela produção de petróleo estão desperdiçando o dinheiro com o custeio da máquina pública, em vez de aplicar essas receitas em projetos de infra-estrutura, desenvolvimento econômico, saúde e educação. Dados levantados pela Universidade Cândido Mendes (Ucam) e pelo Centro Federal de Educação Tecnológica (Cefet) de Campos mostram que, dos 12 municípios que têm mais de 40% das receitas vindas da exploração de petróleo, apenas dois investem mais da metade dos recursos. [...] Em 2005, o campeão do desperdício foi o município fluminense de São João da Barra, que investiu apenas 10% dos 45 milhões de reais que recebeu em *royalties*. O resto foi usado com o custeio da máquina pública (uma ampla gama de gastos que vão desde o cafezinho até a compra de remédios e gasolina para ambulâncias) e o salário de funcionários. Entre os maiores recebedores de repasses, Campos, líder no *ranking*, só investiu 15% dos 672 milhões de reais dos recursos do petróleo. Já Rio das Ostras, terceiro maior beneficiado, investiu, no período, 152 milhões − ou 60% − dos 262 milhões de reais repassados (2007).

A alteração na classificação das rendas petrolíferas, conforme sugerido no presente estudo, de receitas correntes para receitas de capital, alteraria o seu regime de aplicação, limitando o seu gasto a cobrir despesas de capital.

Essa mudança teria início, necessariamente, na classificação dos *royalties lato sensu* da Lei Orçamentária Anual da União, que passariam a ser registrados como receitas de capital, assim como deverá ocorrer com a receita obtida com a venda do petróleo *in natura*, obtido pela União por meio dos contratos de partilha da produção.

Uma vez registrados na LOA do ente central como receitas de capital, estariam adstritos a financiar despesas de capital, que, segundo o artigo 12 da Lei 4.320/64, constituem investimentos, inversões financeiras e transferências de capital.

Essa nova classificação da receita promovida pela União teria impacto direto também na forma como devem ser registradas as compensações financeiras repassadas aos Estados e Municípios. Como o artigo 44 da LRF veda a aplicação das receitas de capital para o financiamento da despesa corrente, elas não poderiam ser transferidas aos Estados e Municípios a título de transferência corrente, que é uma forma de despesa corrente, mas somente como transferência de capital, conforme explicado no item 5.5.5. Assim, os beneficiários dos recursos repassados também estariam limitados a utilizá-los em investimentos ou inversões financeiras, conforme determina o parágrafo 6º do artigo 12 da Lei 4.320/64.

Tal alteração de paradigma interpretativo resolveria boa parte dos problemas de aplicação das rendas petrolíferas no Brasil, sem que para isso fosse necessária uma mudança legislativa. Bastaria que a Secretaria de Orçamento Federal, órgão do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, estabelecesse essa nova forma de classificação orçamentária, tal qual autoriza o artigo 17, inciso VII, do Anexo I do Decreto 7.675/2012.

Os impactos positivos seriam sentidos de maneira mais expressiva pelos entes subnacionais, para os quais praticamente não há limites ao uso das compensações financeiras visando cobrir despesas de custeio. Não haveria dificuldades em compatibilizar a interpretação aqui proposta com a regra do artigo 8º da Lei 7.990/89, que impede a aplicação dos recursos no pagamento de pessoal e da dívida. Ambas são despesas correntes, de modo que a proibição da LRF de se aplicar receitas de capital em tais finalidades apenas reforça o comando da Lei 7.990/89.

Além disso, apesar de não vir sendo aplicada, a vinculação de receitas petrolíferas contida no artigo 24 do Decreto n. 1, de 11 de janeiro de 1991, que impõe a sua aplicação exclusivamente em "energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de

água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico", não representa problema algum, pois o gasto com esses objetivos dificilmente corresponderá a uma despesa corrente.

Na esfera federal, a partir da edição da Lei 12.351/2010, determinou-se que os *royalties* percebidos pela União nos contratos de partilha bem como o resultado da venda da sua parte no excedente em óleo devem ser destinados a compor o Fundo Social. Não serão, portanto, gastos, mas depositados em um fundo, com a finalidade de gerar ativos para o país. Como, via de regra, é vedada a utilização de recursos do principal do fundo, sendo lícito ao ente central apenas dispor das receitas oriundas do retorno sobre o capital − as quais se constituem em receitas correntes −, a alteração na classificação das receitas petrolíferas não terá impacto nesse caso, salvo quando a União decidir utilizar parcelas do principal, situação em que estará adstrita a aplicar esses recursos em despesas de capital.

No que tange às demais rendas petrolíferas que ingressam no orçamento da União, que deveriam ser utilizadas para financiar projetos e programas de órgãos específicos (Ministério da Ciência e Tecnologia, Ministério de Minas e Energia, Marinha e Ministério de Meio Ambiente), a mudança na classificação dos *royalties lato sensu* teria reflexos profundos, forçando a utilização desses recursos em atividades que efetivamente propiciassem o aumento do capital físico estatal.

A alteração na classificação dos *royalties lato sensu* para fins de registro na LOA é um passo importante e essencial, mas restam algumas dificuldades. Como visto acima, a doutrina econômica é unânime em demonstrar a necessidade de se aplicar esses recursos em investimentos. Resta, por fim, perguntar: o que o ordenamento jurídico brasileiro define como investimento e inversões financeiras?

De acordo com a Lei 4.320/64, consistem em:

> Art. 12. A despesa será classificada nas seguintes categorias econômicas: [...]
> § 4º Classificam-se como investimentos as dotações para o planejamento e a execução de obras, inclusive as destinadas à aquisição de imóveis considerados necessários à realização destas últimas, bem como para os programas especiais de trabalho, aquisição de instalações, equipamentos e material permanente e constituição ou aumento do capital de emprêsas que não sejam de caráter comercial ou financeiro.
> § 5º Classificam-se como Inversões Financeiras as dotações destinadas a: I - aquisição de imóveis, ou de bens de capital já em utilização; II - aquisição de títulos representativos do capital de emprêsas ou entidades de qualquer espécie, já constituídas, quando a operação não importe aumento do capital; III - constituição ou aumento do capital de entidades

> ou emprêsas que visem a objetivos comerciais ou financeiros, inclusive operações bancárias ou de seguros.

Quando se compara a definição adotada pela legislação brasileira para tais termos com aquela utilizada em outros países, observa-se a existência de duas peculiaridades no caso pátrio. A primeira é a própria diferenciação entre as expressões, tendo em vista que nos demais países é costume adotar-se apenas a expressão investimento, que englobaria as duas realidades.

De todo modo, tem-se que, do ponto de vista do órgão público, não há diferença entre investimento e inversões financeiras, pois numa ou noutra conta classificam-se transações que geram mudanças patrimoniais.

> A diferença está no impacto que a transação gerará nas contas macroeconômicas do governo. Os gastos com a construção de uma escola, por exemplo, sem nenhuma dúvida, devem ser classificados como Investimento, pois representam a criação de riquezas e o aumento da renda do país (PIB). Por outro lado, a compra de um prédio pronto não efeito positivo na renda, já que a transação enseja apenas a transferência da propriedade do bem; seria mero intercâmbio entre setores do sistema econômico: da família para governo, por exemplo, caso o prédio fosse adquirido de uma pessoa física (LRF, 2013).

O segundo ponto que chama atenção é o fato de a definição brasileira restringir em demasia o alcance das expressões, limitando-se a reconhecer como investimento ou inversão financeira tudo aquilo que represente apenas um acúmulo de capital físico. Sobre essa questão, Jérôme Creel e Gwenaëlle Poilon criticam a maneira restrita como se trata o termo investimento público, postura adotada não só no Brasil, mas também na União Europeia, para fins de efetivação da Regra de Ouro das Finanças Públicas nas leis orçamentárias dos países-membros. Sobre o tema, assim se posicionam:

> Balassone and Franco (2000) consider that the "golden rule", as it is promoting public investment, will result in a bias in favour of physical assets, at the expense of health and education expenditures. Hence, the definition of "public investment" in national account statistics includes transactions that lead to changes in the stock of physical capital (like the construction of infrastructures or the purchase of computer hardware), but excludes large amounts of expenditures related to the accumulation of human capital, like training or R&D. We agree that a broader assessment of "public investment" should be promoted (Blanchard and Giavazzi,2003), but only insofar as changes in the "accounting rules" are made possible, say, every 5 years – a delay known *ex ante* – in order to prevent an opportunistic behaviour by the governments (2006, p. 11-12).

Nesse contexto, para efeito comparativo, eis como a expressão é definida nos países da América Latina:

PAÍS	DEFINICIÓN DE INVERSIÓN PÚBLICA
COSTA RICA	Conjunto de recursos de origen público destinado a mantener o incrementar el capital físico y humano que cada institución pretende ejecutar, como parte de las políticas enunciadas en el Plan Nacional de desarrollo, que proporcione la ampliación de la capacidad de producción de bienes y servicios, con fundamento en una metodología que faculte su identificación, ejecución y evaluación. **Fuente:** Decreto Nº 30058-H-MP-PLAN. Reglamento de la Ley de administración financiera de la República y presupuestos Públicos, capítulo I , disposiciones generales,
EL SALVADOR	Comprende todas las actividades de preinversión e inversión que realizan las entidades del sector público y se entiendo por inversión pública todas las erogaciones de recursos de origen público destinadas a crear, incrementar, mejorar o reponer las existencias de capital físico de dominio público y/o de capital humano, con el objeto de ampliar la capacidad del país para la prestación de servicios y/o producción de bienes. **Fuente:** "Compilación ABC de Hacienda", Área Publicidad y Relaciones Públicas , Unidad de Comunicaciones, Ministerio de Hacienda de El Salvador
GUATEMALA	Por inversión pública se entiende "los recursos que invierte el sector público para crear, incrementar, modernizar, reponer, reconstruir, y mejorar la capacidad del país de producir bienes y servicios, con el propósito de incrementar el bienestar de la sociedad". **Fuente:** SNIP. Normas e instrucciones ejercicio fiscal 2004. SEGEPLAN, Guatemala
HONDURAS	La Inversión Pública esta constituida por los recursos asignados para todo tipo de actividades que procuren incrementar el patrimonio de las entidades que integran el Sector Público; con el fin de iniciar, ampliar, mejorar, modernizar, reponer o reconstruir la capacidad productiva de bienes y la prestación de servicios. Este concepto comprende la asignación de recursos a programas y proyectos en las etapas de identificación, formulación, evaluación, ejecución, y operación, que en conjunto conforman el Programa de Inversión Pública. **Fuente:** Secretaría de Finanzas de Honduras.
NICARAGUA	Inversión Pública es el proceso de trasladar recursos de usos alternativos con el objetivo de incrementar, rehabilitar o mejorar la capacidad del país de producir bienes y/o servicios que incrementen el bienestar de la sociedad. Es ejecutada por las entidades que conforman el sector público no financiero y se materializa en el incremento de capital físico o humano. Para ser consistente con la metodología de cuentas nacionales, excluye todas las inversiones de las fuerzas armadas que tienen un propósito no civil. **Fuente:** www.snip.gob.ni
PANAMÁ	Es el conjunto de políticas, normas, procedimientos, metodología y sistemas de información para la formulación, evaluación, capacitación y seguimiento de los proyectos de inversión del sector público. **Fuente:** Decreto Ejecutivo Nº 148 del 11 de diciembre del 2001

Fonte: ORTEGÓN, Edgar; PACHECO, Juan Francisco. Los sistemas nacionales de inversión pública en Centroamérica: marco teórico y análisis comparativo multivariado. *Manuales,* n. 34. Santiago de Chile: Naciones Unidas, ILPES/CEPAL, 2004, p. 40

Cuadro 20

COMPARACIÓN DE ALGUNOS SISTEMAS NACIONALES DE INVERSIÓN PÚBLICA

	ARGENTINA	BOLIVIA	CHILE	COLOMBIA	PERÚ
DEFINICIÓN DE INVERSIÓN PÚBLICA	Inversión Pública Nacional: La aplicación de recursos en todo tipo de bienes y de actividades que incrementen el patrimonio de las entidades que integran el sector público nacional, con el fin de iniciar, ampliar, mejorar, modernizar, reponer o reconstruir la capacidad productora de bienes o prestadora de servicios. Fuente: Ley Nº 24.354, Artículo 2º.	Se entiende por Inversión Pública todo gasto de recursos de origen público destinado a incrementar, mejorar o reponer las existencias de capital físico de dominio público y/o de capital humano, con el objeto de ampliar la capacidad del país para la prestación de servicios o producción de bienes. El concepto de Inversión Pública incluye todas las actividades de preinversión e inversión que realizan las entidades del sector público. Fuente: Resolución suprema Nº 216768, Artículo 8.	"Inversión es aquel aumento en el stock de capital que permite expandir Las posibilidades de producción, y en definitiva de ingreso de la sociedad." Fuente: Sistema Nacional de Inversión Pública y Banco Integrado de Proyectos, MIDEPLAN, mayo 1996.	Inversión Neta: Se definen como Gastos de Inversión aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o de ser de algún modo econó-micamente productivas, o que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamados también de capital por oposición a los de funcionamiento que se hayan destinados por lo común a extinguirse con su empleo. Así mismo, aquellos gastos destinados a crear infraestructura social. La característica fundamental de este gasto debe ser que su asignación permita incrementar la capacidad de producción y productividad en el campo de la estructura física, económica y social. Fuente: Manual de Programación de la Inversión Pública, DNP, 03/2000	Proyecto de Inversión Pública: Toda intervención limitada en el tiempo que implique la aplicación de recursos públicos con el fin de ampliar mejorar y modernizar la capacidad productora de bienes o prestadora de servicios, cuyos beneficios son independientes de los de otros proyectos. Fuente: Decreto Supremo Nº 086-2000-EF, Artículo 1º
	Se aprecia que en general se considera inversión pública todo gasto, de origen público, destinado a mantener o incrementar la capacidad de producción de bienes o servicios.				

Fonte: INSTITUTO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE PLANIFICACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL – ILPES. *Panorama de la gestión pública*. Santiago de Chile: Naciones Unidas, ILPES, 2004, p. 140.

Perceba-se que em praticamente todos os países da América Central, bem como na Bolívia e no Chile, adota-se um conceito mais abrangente de investimento público, identificando-o não só com o aumento de capital físico, mas também humano. Verifica-se em países como a Costa Rica uma preocupação em atrelar essas ações a um planejamento estatal desenvolvimentista.

De fato, se mantido no Brasil um conceito muito restrito de investimento e inversões financeiras, corre-se o risco de que deixem de ser aplicados recursos oriundos da atividade petrolífera, considerados receitas de capital, em finalidades de extrema importância para o desenvolvimento do país, como a educação. Nesta área, há uma série de ações que da maneira como é classificada a despesa atualmente, seriam consideradas necessariamente despesas correntes − como exemplo, a transferência de recursos federais destinados ao FUNDEB, em aumento ao valor mínimo por aluno. Tais ações, embora contribuam com o desenvolvimento de longo prazo do país, beneficiando as gerações futuras, na forma como a Lei 4.320/64 está redigida atualmente, não poderiam ser

financiadas com as rendas provenientes da atividade petrolífera.

Apesar de não ser o escopo desta tese (mesmo porque se trata de uma questão tão profunda e complexa que mereceria um estudo próprio), pensa-se que o conceito de investimento utilizado pela legislação brasileira precisa ser revisto, de modo a incluir a aplicação de recursos para o aumento de capital humano como uma forma de investimento, e, consequentemente, como uma espécie de despesa de capital.

Contudo, tal necessidade de revisão do conceito legal de investimento no Brasil não anula nem diminui a importância de se rever a classificação jurídica dos *royalties lato sensu* hoje. Apenas impõe um outro desafio à União, que é alterar o conceito de investimento para fins de classificação da despesa orçamentária. A adoção da tese aqui proposta deve ser feita de maneira imediata, mesmo porque, ainda que se trabalhe com o conceito atual de investimento e inversões financeiras, as vantagens que se verificam do ponto de vista da eficiência no gasto público, com a proibição de aplicação das rendas petrolíferas em gastos correntes – conforme defendem os estudos econômicos citados ao longo do trabalho - superam em muito eventuais dificuldades que possam ser constatadas em face do conceito atual de investimento, sendo, portanto, um passo inicial e necessário.

CONCLUSÕES

Não é exagero afirmar que o uso eficiente das receitas petrolíferas é condição *sine qua non* para que o Brasil caminhe definitivamente em direção ao desenvolvimento, entendida esta expressão não apenas sob a perspectiva de mero crescimento econômico, mas também de elevação nos padrões de qualidade de vida da população.

A realização de estudos que visem discutir a forma como são alocadas tais receitas é essencial para que a riqueza gerada com a produção do petróleo, na recém-descoberta região do pré-sal, não promova apenas mais um "surto" de crescimento no país. Se assim for, corre-se o risco de transformar essa benesse concedida pela natureza em apenas mais um ciclo econômico, que invariavelmente chegará ao fim, como historicamente exemplificam os ciclos da cana-de-açúcar, da borracha e do café, que declinaram levando consigo a oportunidade de promover um desenvolvimento nacional duradouro.

A revisão da natureza jurídica dos *royalties lato sensu* para fins de classificação na Lei Orçamentária dos entes federativos brasileiros, por meio do reconhecimento de que constituem receitas de capital e não receitas correntes, é um passo importante nesse sentido. Tal procedimento impõe um maior rigor à sua utilização, proibindo aplicá-los em despesas correntes, medida que tende a tornar mais eficiente o seu gasto.

Tal conclusão, contudo, só foi possível após um longo percurso argumentativo, no qual se realizou uma profunda revisão tanto da natureza jurídica atribuída aos contratos petrolíferos, como da receita pública arrecadada pelo Estado em razão destes.

Por se basear em novas concepções acerca de institutos já consagrados, esta tese foi construída seguindo um encadeamento lógico de ideias, de modo que a conclusão do capítulo precedente servia de premissa para a compreensão do capítulo seguinte. Em razão disso, a conclusão final encontra-se conectada àquelas formuladas desde o início do estudo, motivo pelo qual se optou por concluir este estudo por meio da retomada de todas elas, organizadas de maneira pontual, o que facilita a exposição do raciocínio:

Cap. 1 − O Direito Internacional assegura aos Estados Nacionais, por meio do princípio da soberania sobre os recursos naturais, o exercício de uma liberdade na escolha da melhor forma para explorar seus recursos. Não impõe a adoção de um regime de propriedade que deve ser seguido, nem algum tipo de modelo contratual a ser adotado. Podem optar por qualquer um dos caminhos possíveis, que se restringem basicamente a

dois: (i) as jazidas pertencem ao proprietário da terra, conforme ainda se verifica nos Estados Unidos; ou (ii) pertencem ao Estado, sendo o seu proprietário o ente central ou o ente subnacional onde os recursos estão localizados, assegurando-se a possibilidade de nacionalização, expropriação ou requisição das áreas concedidas, quando existam razões de utilidade pública, segurança ou interesse nacional que se revelem como superiores a meros interesses particulares, seja de agentes internacionais ou nacionais.

Cap. 2 −A potencial alienação a que está sujeito o petróleo é a condição que o identifica como bem dominical, diferenciando-o dos bens de uso comum do povo e de uso especial. Estes podem sofrer avaliação econômica, porém se encontram sob o uso direto ou indireto da Administração, motivo por que não podem ser alienados sem que haja ato prévio de desafetação.

Mesmo passíveis de disposição, os bens dominicais não deixam de cumprir finalidades públicas, podendo o Estado regular o seu uso, ainda que realizado por particular, com vistas a atender aos objetivos de interesse coletivo, como faz o Estado brasileiro com relação ao petróleo, em que o ente público possui total liberdade para decidir quando, quais e com que periodicidade serão licitados blocos para exploração e eventual produção, além de ter à sua disposição uma série de mecanismos de controle tanto do nível de produção, como para sua comercialização.

Cap. 3 − Ao analisar as espécies de *contratos de concessão para uso de bens públicos*, verificou-se que esse tipo de concessão pode se apresentar sob *duas modalidades*: a de *exploração* ou a de *simples uso do bem público*. Na primeira, confere-se ao contratado, além do uso, um poder de gestão dominial que o autoriza, inclusive, a dispor de parcelas do bem. Já na segunda, como o próprio nome sugere, atribui-se apenas a possibilidade de uso do bem público.

Com relação ao petróleo, a doutrina costuma enquadrar o objeto dos contratos de exploração e produção desse recurso, seja em que modelo for (contrato de concessão, partilha da produção ou contrato de serviço), naquela primeira espécie, isto é, entre os *contratos de concessão para exploração de bem público*.

Contudo, não é possível atribuir aos contratos petrolíferos natureza de contrato para exploração de bem público, tendo em vista que por meio destes se autoriza tão só o uso com disposição *parcial* da coisa, sem alteração da substância do bem principal. Por meio dos contratos petrolíferos, o petróleo armazenado nas jazidas tem sua propriedade

gradualmente transferida à companhia petrolífera. Desse modo, a retirada de cada barril leva à exaustão da jazida, motivo por que é absolutamente impossível falar em uso com poderes de disponibilidade, já que, ao final, haverá o esgotamento do bem principal. Assim, o que de fato ocorre é a alienação de um bem ao particular, não uma concessão para uso.

Cap. 4 – Depois de extraído o petróleo, poderá o Estado auferir receitas públicas com a sua comercialização, seja por meio de contrato de compra e venda, em instrumento apartado daquele firmado com a empresa que explorou e produziu o recurso (contrato de partilha e de serviço), seja diretamente com esta, por meio de acordo de compra e venda inserto no contrato de E&P (contrato de concessão). Nas duas hipóteses, a receita pública arrecadada terá natureza de preço público, devido em contraprestação à alienação de um bem público.

Nesse contexto, concluiu-se que os *royalties lato sensu* pagos pelas empresas petrolíferas consistem no preço devido ao Estado em contraprestação à alienação de um bem público, sempre que o negócio jurídico de compra e venda de petróleo estiver previsto, concomitantemente, no contrato de exploração e produção.

Cap. 5 – Atualmente, a União e os demais entes da federação registram toda a receita obtida com a venda do petróleo, em suas respectivas Leis Orçamentárias, como receita corrente patrimonial, devida em razão do usufruto de um bem público.

Contudo, o Manual de Contabilidade Aplicada ao Setor Público, que serve de guia para a elaboração do Orçamento, define receitas patrimoniais como sendo o "ingresso *proveniente da fruição do patrimônio*, pela exploração de bens imobiliários ou mobiliários, e da participação societária" (2009, p. 24, grifos nossos).

Assim, ao classificar os *royalties lato sensu* como receitas correntes em suas Leis Orçamentárias, os entes políticos conferem a essas receitas uma natureza que não se coaduna com a melhor técnica jurídica, já que não decorrem da *fruição* ou *usufruto* de um bem público, mas sim de sua alienação.

Portanto, faz-se necessário que as Administrações Públicas federais, estaduais e municipais revejam sua interpretação acerca da natureza jurídica dessas receitas, passando a enquadrá-las em suas leis orçamentárias, em obediência à Lei n. 4.320/64, como receitas de capital. Tal iniciativa deve partir, necessariamente, da Administração Pública federal, que uma vez registrando esses valores como receitas de capital, torna obrigatório, por força

do disposto no artigo 11, § 2º, da Lei 4.320/64, em conjunto com o artigo 44 da LRF, que Estados e Municípios procedam da mesma forma, independentemente da edição de qualquer Lei, porquanto se trata apenas de uma mudança de postura interpretativa.

Cap. 6 − Após ingressarem nos cofres do Tesouro Nacional, as receitas públicas pagas a título de *royalties lato sensu* pelas companhias petrolíferas deverão ser distribuídas aos beneficiários eleitos pela legislação, em obediência ao artigo 20, parágrafo 1º, da Constituição Federal. Uma parte permanecerá com a União, e outra será destinada a Estados e Municípios, notadamente aqueles em cujo território sejam desenvolvidas atividades extrativas.

Como visto, a repartição das receitas no Estado brasileiro suscita uma série de controvérsias econômicas e políticas, as quais, conforme demonstrado, se irradiam também no campo jurídico.

Foram respondidos questionamentos importantes, tais como: quem deverá efetuar o pagamento *dos royalties lato sensu*? Quem são exatamente os beneficiários dessas receitas, enunciados no artigo 20, parágrafo 1º, da CF? Que espécies de receitas devem ser entregues aos entes beneficiários? Toda e qualquer receita não tributária arrecadada de companhias petrolíferas? O que a Constituição quis dizer com participação no resultado ou compensação financeira pela exploração? Qual a medida da participação de cada ente?

Por fim, verificou-se que o *quantum* devido aos entes produtores deve ser obtido à luz do princípio da razoabilidade. Tal princípio deve servir, ao Legislativo, como parâmetro para o estabelecimento das alíquotas das receitas petrolíferas a serem transferidas, e ao Judiciário, para a sua revisão, caso as alíquotas estabelecidas pela legislação não sejam razoáveis. Isso tanto pode se verificar seja porque tais receitas não compensam devidamente os entes subnacionais, seja por destinarem a estes um montante muito superior ao adequado, em detrimento de toda a federação, uma vez que esses recursos são provenientes de um bem que pertence à União.

Cap. 7 − A alteração na classificação das rendas petrolíferas, conforme sugerido no presente estudo, de receitas correntes para receitas de capital, altera o seu regime de aplicação, limitando o seu gasto a cobrir despesas de capital.

Essa mudança teria início, necessariamente, na classificação dos *royalties lato sensu* da Lei Orçamentária Anual da União. Estes passariam a ser registrados como

receitas de capital, assim como deverá ocorrer com a receita obtida com a venda do petróleo *in natura*, obtido pela União por meio dos contratos de partilha da produção.

Uma vez registrados na LOA do ente central como receitas de capital, estariam adstritos a financiar despesas de capital, que, segundo o artigo 12 da Lei 4.320/64, constituem investimentos, inversões financeiras e transferências de capital.

Essa nova classificação da receita promovida pela União teria impacto direto também na forma como devem ser registradas as compensações financeiras repassadas aos Estados e Municípios. Como o artigo 44 da LRF veda a aplicação das receitas de capital para o financiamento da despesa corrente, elas não poderiam ser transferidas aos Estados e Municípios a título de transferência corrente, que é uma forma de despesa corrente, mas tão só como transferência de capital. Assim, os beneficiários dos recursos repassados também estariam limitados a utilizá-los em investimentos ou inversões financeiras, conforme determina o parágrafo 6º do artigo 12 da Lei 4.320/64.

REFERÊNCIAS

ADAMSON, R.G. The Interest of the Developer. In: *Resource Use Resolving the Conflicts*: present and proposed policies and legal mechanisms for resource use in New Zealand. FISHER, D. E. (org.). Wellington: Energy and Natural Resources Law Association of New Zealand Inc, 1986.

AFONSO, José Roberto Rodrigues; GOBETTI, Sérgio Wulff. Rendas do Petróleo no Brasil: alguns aspectos fiscais e federativos. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro, V. 15, n. 30, p. 231-269, dez. 2008.

AHMAD, Ehtisham; MOTTU, Eric. Oil Revenue Assignments: Country Experiences and Issues. In: *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. J. M. Davis, R. Ossowski, and A. Fedelino. (Org.). Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2003.

ALVES, Landulpho. O *Problema Brasileiro do Petróleo*. Rio de Janeiro: A Noite, 1954.

AMBROSE, Rona. Government Revenues from Natural Resources: The Canadian Experience. Palestra proferida na Associação Comercial de Santos em 16 de julho de 2007. Disponível em: <www.forumfed.org/pubs/Ambrose_160707.doc>. Acesso em 30 de outubro de 2009.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Consolidação das Participações Governamentais e de Terceiros. 2011. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/?id=518>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2012.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. O Contrato de Concessão de Exploração de Petróleo e Gás. In: *Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico*. N. 5. Fev./mar./abr. de 2006, Salvador, IDPB.

ARAÚJO, Edmir Netto de. *Curso de Direito Administrativo*. 5. ed. São Paulo: Saraiva,

2010.

AQUINO, Ducinelli Régis Botelho de; MOREIRA, Jordão Ribeiro; NIYAMA, Jorge Katsumi. Estudo Comparativo dos Critérios de Mensuração das Reservas Provadas, segundo SPE/WPC e SEC: o caso da PETROBRAS. In: *Revista de Contabilidade do Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ*, Rio de Janeiro, v. 11, n. 2, p. 1, jul./dez. 2006.

ATALIBA, Geraldo. *Apontamentos de Ciência das Finanças, Direito Financeiro e Tributário*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1969.

BAHL, Roy. Revenue Sharing in Petroleum States. In: *World Bank Oil, Gas, Mining and Chemicals Department*. World Bank/UNDP Energy Sector Management Assistance Programme – ESMAP (orgs.). Petroleum Revenue Management Workshop, 2004.

BALEEIRO, Aliomar. *Uma Introdução à Ciência das Finanças*. 14. ed. Rio de Janeiro: Forense, 1986.

BANCO MUNDIAL. *Comparative study on the distribution of oil rents in Bolivia, Colombia, Ecuador and Peru*. ESMAP: 2005.

BARBOSA, Alfredo Ruy. A Natureza Jurídica da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural. In: *Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural II.* PIRES, Paulo Valois (org.). Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2005.

BARBOSA, Décio. *Guia dos royalties do petróleo e do gás natural.* Rio de Janeiro: ANP, 2001.

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

BASTOS, Celso Ribeiro. *Curso de Direito Financeiro e de Direito Tributário*. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 1992.

BERCOVICI, Gilberto. *Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais*. São

Paulo: Quartier Latin, 2011.

BERCOVICI, Gilberto. Constituição e Superação das Desigualdades Regionais. In: GRAU, Eros Roberto; GUERRA FILHO, Willis Santiago (orgs.). *Direito Constitucional*: estudos em homenagem a Paulo Bonavides. São Paulo: Malheiros, 2003.

BERCOVICI, Gilberto. *Desigualdades Regionais, Estado e Constituição*. São Paulo: Max Limonad, 2003.

BERCOVICI, Gilberto. *Desequilíbrios Regionais:* Uma análise jurídico-institucional. 2000. 350 f. Tese (Doutorado em Direito do Estado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

BEY, Essad. *A Luta pelo Petróleo*. Tradução de Charley W. Frankie. São Paulo: Companhia Editora Nacional, 1953.

BONAVIDES, Paulo. *Curso de Direito Constitucional*. 18. ed. São Paulo: Malheiros, 2006.

BRASIL. Secretaria do Tesouro Nacional. Manual de contabilidade aplicada ao setor público: aplicado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios: procedimentos contábeis orçamentários / Ministério da Fazenda, Secretaria do Tesouro Nacional, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Secretaria de Orçamento Federal. – 2. ed. – Brasília : Secretaria do Tesouro Nacional, Coordenação-Geral de Contabilidade, 2009.

BREGMAN, Daniel. *Um Estudo sobre a Aplicação dos Royalties Petrolíferos no Brasil*. Brasília: ESAF, 2007

BROSIO, GIORGIO. Oil Revenue and Fiscal Federalism. In: *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. J.M. Davis, R. Ossowski and A. Fedelino (org.). Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2003.

BROSIO, Giorgio. The assignmente of Revenue from Natural Resources. In: AHMAD,

Ehtisham, BROSIO, Giorgio (org.). *Handbook of Fiscal Federalism.* Massachusetts: Edward Elgar Publishing, 2006.

CAIRNS, Robert. D. Natural Resources and Canadian Federalism: Decentralization, Recurring Conflict, and Resolution. Disponível em: <http://publius.oxfordjournals.org/cgi/content/abstract/22/1/55>. Acesso em: 12 de outubro de 2009.

CAMPOS JR, José Julio F. *Valoração econômica de danos ambientais: o caso dos derrames de petróleo em São Sebastião*. Tese de doutorado. Unicamp: Campinas, 2003.

CARRAZZA, Roque Antônio. Natureza Jurídica da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais. Sua Manifesta Inconstitucionalidade. Justitia, São Paulo; 57(171) jul/set. 1995. Disponível em: <http://www.justitia.com.br/revistas/xw21yw.pdf>. Acesso em: 17 de setembro de 2009.

CARVALHO, A. C. *Vinculação de receitas públicas*. São Paulo: Quartier Latin, 2010.

CARVALHO, Aurora Tomazini. *Curso de Teoria Geral do Direito:* o constructivismo lógico-semântico. São Paulo: Noeses, 2009.

CARVALHO, Flávia Caheté Lopes. *Aspectos Éticos da Exploração do Petróleo*: Os Royalties e a Questão Intergeracional. 2008. 84 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CARVALHO, Paulo de Barros. *Direito Tributário Linguagem e Método*. 3. ed. São Paulo: Noeses, 2009.

CARVALHO, Paulo de Barros. *Direito Tributário:* fundamentos jurídicos da incidência. 8. ed. São Paulo: Saraiva 2010.

CASELLA, Paulo Borba. *Direito Internacional dos Espaços*. São Paulo: Atlas, 2009.

CAVALCANTE, Amanda Barcellos. Direitos do Proprietário de Terra na Exploração e

Produção do Petróleo e Gás. Artigo apresentado no 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, 15 a 18 de junho de 2003.

CHIRCOP, Aldo; MARCHAND, Bruce. *Oceans Act:* Uncharted Seas For Offshore Development in Atlantic Canada? Nova Scotia: The Dalhousie Law Journal, 2001.

CIRM, COMISSÃO INTERMINISTERIAL PARA RECURSOS DO MAR. Disponível em: <http://www.mar.mil.br/secirm/leplac.htm>. Acesso em: 29 de agosto de 2010.

CLÈVE, Clèmerson Merlim; MARTINS, Alessandra Ferreira. Princípios Constitucionais da Atividade Econômica Petrolífera e Lei n. 9.478 de 1997. In: *Revista de Direito Administrativo e Constitucional.* Belo Horizonte: Fórum, ano 4, n. 18, out/dez.2004.

COMPARATO, Fábio Konder. *A Afirmação Histórica dos Direitos Humanos*. São Paulo: Saraiva, 1999.

CONTI, José Maurício. *Federalismo Fiscal e Fundos de Participação*. São Paulo: Editora Juarez de Oliveira, 2001.

COSTA, Armando João Dalla. ORTIZ NETO, João Benedito. A Petrobrás e a Exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário. Revista Brasileira de Economia. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rbe/v61n1/a06v61n1.pdf>. Acesso em: 26 de agosto do 2010.

CREEL, Jérôme; POILON, Gwenaëlle. Is public capital productive in Europe? 2006. Disponível em: <http://ideas.repec.org/p/fce/doctra/0610.html>. Acesso em: 24 de março de 2013.

CRETELLA JÚNIOR, José. *Dos Bens Públicos na Constituição de 1988*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1990. V. 79, n. 653.

CRETELLA JÚNIOR, José. *Comentários à Constituição de 1988*. Vol. III, Rio de Janeiro: Forense, 1991.

DAINTITH, Terence. *The legal character of petroleum licences:* a comparative study. Dundee: University of Dundee, 1981.

DALEFFE, Adriano. Ilegalidade da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais. *In: Revista Dialética de Direito Tributário*, São Paulo, jun. 1998, v. 33.

DANTAS, Fernando. Doença Holandesa Já é um Risco**. O Estado de São Paulo**. São Paulo, SP, 14 fev. 2006. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/resenhaeletronica/MostraMateria.asp?page=&cod=266080>. Acesso em: 27 de outubro de 2008.

DAVIS, J.M.; FEDELINO, A.; OSSOWSKI, R. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil − Producing Countries.* Washington D.C.: International Monetary Fund: 2003.

DE PLÁCIDO E SILVA. *Vocabulário Jurídico*. 2. ed. São Paulo/Rio: Forense: 1967, v. II.

DE PLÁCIDO E SILVA. *Vocabulário Jurídico*. 2. ed. São Paulo/Rio: Forense: 1967, v. IV.

DEODATO, Alberto. *Manual de Ciência das Finanças*. 21. ed. São Paulo: Saraiva, 1987.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 24. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

DIAS, José Luciano M., QUAGLINO, Maria Ana. *A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobras*. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas − Petrobras, 1993.

DIEZ, Manuel Maria. *Derecho Administrativo*. Buenos Aires: Libreros, 1969.

DINIZ, Maria Helena. *Tratado Teórico e Prático dos Contratos*. Volume 5. 6. ed. São Paulo: Saraiva, 2006.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). Balanço Energético Nacional 2011: ano base 2010. Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <

https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2011.pdf>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2012.

ECS, ENERGY CHARTER SECRETARIAT. *Putting a price on Energy:* international pricing mechanisms for oil and gas. Brussels: Energy Charter Secretariat, 2007.

EXAME. Veja como as cidades brasileiras investem os royalties do petróleo. 2007. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/revista-exame/edicoes/0892/noticias/veja-como-as-cidades-brasileiras-investem-os-royalties-do-petroleo-m0128066>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2011.

FARE, R. et al. *Production frontiers*. Cambridge University Press, 1994.

FERNANDES, Andressa G. Torquato. Uma análise acerca da classificação das receitas petrolíferas na Lei Orçamentária. In: *Orçamento Público e Direito Financeiro*. CONTI, José Mauricio; SCAFF, Fernando Facury. (org.). São Paulo: Revista dos Tribunais, 2011, p. 433-451.

FERNANDES, Andressa G. Torquato. Royalties internacionais do pré-sal: por que ninguém está falando neles? In: *Revista Fórum de Direito Financeiro e Econômico*. OLIVEIRA, Regis Fernandes de; SCAFF, Fernando Facury (orgs.). São Paulo: Fórum, 2012.

FERREIRA FILHO, Manoel Gonçalves. *Comentários à Constituição brasileira de 1988*. São Paulo: Saraiva, 1992. V. 1.

FERREIRA, Renata Marques. FIORILLO, Celso Antonio Pacheco. *Curso de Direito da Energia*: tutela jurídica da água, do petróleo, do biocombustível, dos combustíveis nucleares e do vento. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.

FIESCNET. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SANTA CATARINA. Disponível em: <http://www2.fiescnet.com.br/web/pt/site/infra/info/historia-do-petroleo-no-brasil>. Acesso em: 14 de abril de 2009.

FIORATI, Jane Jete. *A disciplina jurídica dos espaços marítimos na Convenção das Nações Unidas sobre direito do mar de 1982 e na jurisprudência internacional*. Rio de Janeiro: Renovar, 1999.

FISCHMAN, Robert L. Cooperative Federalism and Natural Resources Law. Disponível em: <http://www1.law.nyu.edu/journals/envtllaw/issues/vol14/1/v14_n1_fischman.pdf>. Acesso em: 12 de outubro de 2009.

FONROUGE, Giuliani. *Derecho Financiero*. 2. ed. Buenos Aires: Depalma, 1970. v.1.

FONSECA, Maria M. *Metodologia para previsão de longo prazo de preços do petróleo*. ANP, 2005.

FRANCARIO, Fabio. Le Miniere, le Cave e le Torbiere. In: *Trattato di Diritto Amministrativo.* CASSESE, S. (org.). Tomo II. Milano: Giuffrè Editore, 2003.

FREIRE, William. *Código de Mineração Anotado*. 4. ed. Belo Horizonte, Mandamentos, 2009.

FREITAS, Miguel Lebre de. 2004. Disponível em: <http://sweet.ua.pt/~afreitas/opiniao/semanec36.pdf>. Acesso em: 25 de março de 2013.

FREITAS, Paulo Springer de. Rendas do Petróleo: questão federativa e instituição de fundo soberano. Artigo apresentado no IV Fórum Senado Debate Brasil – Nova fronteira do petróleo: os desafios do pré-sal. Brasília, 3 e 4 de dezembro de 2008.

GASPAR, Malu; TEIXEIRA JÚNIOR, Sérgio. A Riqueza do Fundo do Mar. **EXAME**, n. 16, p. 24, ago. 2008. Edição 925.

GOBETTI, Sérgio Wulff. *Política fiscal e pré-sal*: Como gerir as rendas do petróleo e sustentar o equilíbrio macro-fiscal do Brasil. Brasília: ESAF, 2009.

GOMES, Orlando. *Direitos Reais*. Rio de Janeiro: Forense, 1983.

GONZAGA, Luiz. Disponível em: <http://www.gazetadooeste.com.br/16_abril_08/luiz.htm>. Acesso em: 27 de outubro de 2008.

GROTIUS, Hugo. *The Freedom of the Seas or the right which belongs to the dutch to take part in the east indian trade*. New York: Oxford University Press, 1916.

GRAY, Dale F. *Evaluation of taxes and revenues from the energy sector in the Baltics, Russia, and other former Soviet Union countries*. IMF Working Paper, 1998.

GUTMAN, José. *Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 2007.

HANNESSON, Rognvaldur. *Petroleum Economics:* issues and strategies of Oil and Natural Gas Production. Westport: Quorum Books, 1998.

HARADA, Kiyoshi. *Direito Financeiro e Tributário*. 18. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

HARG, Allien Mac; BARTON, Barry; BRADBROOK, Adrian; GODDEN, Lee. *Property and the Law in Energy and Natural Resources.* New York: Oxford University Press, 2010.

IEA. International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2011. Disponível em: < http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2012.

INGROSSO, Gustavo. Diritto Finanziario. Napoli: Casa Editrice Dott Eugenio Jovene, 1954.

INSTITUTO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE PLANIFICACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL – ILPES. *Panorama de la gestión pública*. Santiago de Chile: Naciones Unidas, ILPES, 2004, p. 140.

JENNINGS, Anthony. *Oil and Gas Exploration Contracts*. London: Sweet & Maxwell, 2002.

JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa: Penn Well Publishing, 1994.

KAHN, Mauro. O efeito multiplicador da indústria do petróleo. Disponível em: < http://www.artigonal.com/noticias-e-sociedade-artigos/o-efeito-multiplicador-da-industria-do-petroleo-917374.html>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2012.

KARL, Terry Lynn. Entendendo a Maldição dos Recursos Naturais. In: TSALIK, S., SCHIFFRIN, A. (orgs.). *Reportando o Petróleo:* Um Guia Jornalístico sobre Energia e Desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.

KARL, Terry Lynn. *The Paradox of Plenty:* oil booms and petro-states. Berkeley: University of California Press, 1997.

KOHLER, Marcos; MENDES, Marcos. Os Estados e Municípios devem receber royalties de petróleo? Disponível em: <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2011/06/06/os-estados-e-municipios-devem-receber-royalties-de-petroleo/>. Acesso em: 24 de março de 2012.

LARA, Marilda Lopez Ginez de (2004). *Diferenças conceituais sobre termos e definições e implicações na organização da linguagem documentária.* Rev. Ci. Inf., Brasília, v. 33, n. 2, p. 91-96, maio/ago. 2004. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/ci/v33n2/a09v33n2.pdfScielo>. Acesso em: 8 de fevereiro de 2012.

LEAL, José Agostinho A., SERRA, Rodrigo V. Uma investigação sobre os critérios de repartição e aplicação dos royalties petrolíferos. In: PIQUET, Rosélia (org.). *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

LEAL, José Agostinho A., SERRA, Rodrigo V. *Federalismo fiscal e repartição dos royalties petrolíferos no Brasil*. Cadernos IPPUR, Ano XVII, n. 1, 2003.

LODGE, Michael. *The International Seabed Authority and Article 82 of the UN*

Convention on the Law of the Sea. Koninklijke Brill NV: The International Journal of Marine and Coastal Law, Vol. 21, N. 3, 2006.

LRF. Lei de Responsabilidade Fiscal. Disponível em: <www.lrf.com.br>. Acesso em: 05 de abril de 2013.

MACHADO JR, J. Teixeira; REIS, Heraldo da Costa. *A Lei 4.320 Comentada*. 32. ed. Rio de Janeiro: IBAM, 2008.

MARQUES, José Augusto Veiga da Costa; MÜNCH, Marcelo Guimarães; MUNIZ, Natiara Penalva; RIBEIRO, Rogério Afonso. Reservas de Petróleo e Gás: os investidores possuem informação suficiente para suas análises? In: *4º PDPETRO*. Campinas-SP, 21-24 de outubro de 2007.

MARQUES NETO, Floriano Peixoto de Azevedo. *Bens Públicos*: função social e exploração econômica. Belo Horizonte: Forum, 2009.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Cessão onerosa dos direitos de E&P em áreas do Pré-sal: questões jurídicas sobre a competição no Pré-sal. In: 1° Seminário Brasileiro do Pré-sal. Auditório do MME, Brasília, ago. 2010.

MARSHAL, Alfred. *Princípios de Economia*: tratado introdutório. Tradutores Rômulo Almeida e Ottolmy Strauch. São Paulo: Nova Cultura, 1996.

MATOSO, Rafael Silva. *Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil: estudo do papel da Petrobras.* Dissertação. Mestrado Profissionalizante em Economia. Faculdade de Economia e Finanças IBMEC. Orientador: Marcelo Ferreira da Motta Rezende. Rio de Janeiro: 23 de dezembro de 2009.

MAZZUOLI, Valerio de Oliveira. *Curso de Direito Internacional Público*. 4. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2010.

McLURE JR, CHARLES E. The Assignment of Oil Tax Revenue. In: *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. J.M. Davis, R. Ossowski,

and A. Fedelino (org.). Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2003.

MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. 34. ed. São Paulo: Malheiros, 2007.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. 35. ed. São Paulo: Malheiros, 2007.

MENDES, Marcos José.*Federalismo Fiscal*. In: ARVATE, Paulo Roberto; BIDERMAN, Ciro (Org.). *Economia do Setor Público*. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier, 2004, v. 1.

MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. São Paulo: Atlas, 2009.

MINATEL, José Antonio. *Conteúdo do Conceito de Receita e Regime Jurídico para sua Tributação*. São Paulo: MP Editora, 2005.

MEYERS, Charles J. WILLIAMS, Howard R. *Oil and Gas Law*. Lexis Nexis, 2008.

MONIZ, Ana Raquel Gonçalvez. *O Domínio Público – O Critério e o Regime Jurídico da Dominialidade*. Lisboa: Almedina, 2006.

MORAES, Alexandre de. *Constituição do Brasil interpretada e legislação constitucional*. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2004, p. 658.

MORAES, Alexandre de. Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural. In: *Revista de Direito Constitucional e Internacional*, n. 36. Ano 9. São Paulo: Revista dos Tribunais, Julho-setembro de 2001.

NASCIMENTO, A. Theodoro. *Preços, Taxas e Parafiscalidade*. Rio de Janeiro: Forense, 1977.

NASCIMENTO, Juliana Alves do. *Perspectivas de Investimentos para E&P. Mudanças na Regulação. Impactos Econômicos na Alteração das Regras de Concessão*. Painel

apresentado no IV Seminário de Petróleo e Gás no Brasil. 14 de abril de 2008.

NEW YORK TIMES. 1901. Disponível em: < http://query.nytimes.com/mem/archive-free/pdf?res=F30612F7355C12738DDDAD0A94DC405B818CF1D3%E2%80%8F>. Acesso em: 12 de janeiro de 2012.

NUSDEO, Fábio. *Desenvolvimento econômico – Um retrospecto e algumas perspectivas*. *In:* SALOMÃO FILHO, Calixto (org.). *Regulação e Desenvolvimento*. São Paulo: Malheiros, 2002.

OMOROGBE, Yinka; ONIEMOLA, Peter. Property Rights in Oil and Gas under Domanial Regimes. In: *Property and the Law in Energy and Natural Resources*. MAC HARG, Allien; BARTON, Barry; BRADBROOK, Adrian; GODDEN, Lee. (orgs.). New York: Oxford University Press, 2010.

OLIVEIRA, Regis Fernandes de. *Curso de Direito Financeiro*. 2. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2008.

OLIVEIRA, Regis Fernandes de Oliveira. *Prefácio*. In: Orçamentos Públicos e Direito Financeiro. CONTI, José Mauricio; SCAFF, Fernando Facury (orgs.). São Paulo: Revista dos Tribunais, 2011.

ORTEGÓN, Edgar; PACHECO, Juan Francisco. Los sistemas nacionales de inversión pública em Centroamérica: marco teórico y análisis comparativo multivariado. *Manuales,* n. 34. Santiago de Chile: Naciones Unidas, ILPES/CEPAL, 2004, p. 40.

PEREIRA, Caio Mário da Silva. *Instituições de Direito Civil:* Direitos Reais, v. 4. 19. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2006.

PEROGORDO, Juan Bayona de; ROCH, Maria Teresa Soler. *Derecho Financiero*. Alicante: Compas, 1987.

PETROBRAS, 2012, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/uma-nova-fronteira/>. Acesso em: 8 de

maio de 2012.

PETROBRAS, 2010, Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/data/files/8A78D68433B26FD50133B281E87F1039/Prospecto%20Definitivo%20port.pdf>. Acesso em: 24 de março de 2013.

PIMENTEL JÚNIOR. *Temos Petróleo!* São Paulo: [s.n.]. 1956.

PNUD. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento Humano. Disponível em: <http://www.pnud.org.br/atlas/ranking/IDH-%2091%2000%20Ranking%20decrescente%20(pelos%20dados%20de%202000).htm>. Acesso em: 18 de outubro de 2008.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado*. Rio de Janeiro: Borsoi, 1954, Tomo II.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado*. 3. ed. Rio de Janeiro: Borsoi, 1972, Tomo XXII.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado*. 3. ed. Rio de Janeiro: Borsoi, 1972, Tomo XXXVIII.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado*. 3. ed. Rio de Janeiro: Borsoi, 1972, Tomo XXXIX.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado.* 3. ed. Rio de Janeiro: Borsoi, 1972, Tomo XLIV.

PONTES DE MIRANDA. *Tratado de Direito Privado*. 3. ed. Rio de Janeiro: Borsoi, 1972, Tomo XLVII.

POSTALI, Fernando. *Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.

REDGWELL, Catherine. Property Law Sources and Analogies in International Law. In: *Property and the Law in Energy and Natural Resources*. MAC HARG, Allien; BARTON, Barry; BRADBROOK, Adrian; GODDEN, Lee. (orgs.). New York: Oxford University Press, 2010.

REZENDE, Fernando. *Federalismo Fiscal no Brasil*. Revista de Economia Política, v. 15, n. 3, 1995.

RIBEIRO, Carlos Luiz. *Direito Minerário Escrito e Aplicado*. Belo Horizonte, Del Rey, 2006.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Contratação Petrolífera em E & P: Regime de Partilha de Produção. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/sf/comissoes/ci/ap/AP20091005_SENADO_Regime_de_Partilha_04_10_2009_MRO_v4Marilda.pdf>. Acesso em: 27 de fevereiro de 2011.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*: as joint ventures na indústria do petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

RICARDO, David. *Princípios de Economia Política e Tributação*. Tradução de Paulo Henrique Ribeiro Sandroni. São Paulo: Nova Cultura, 1996.

RISTER, Carla Abrantkoski. *Direito ao Desenvolvimento:* antecedentes, significados e conseqüências. Rio de Janeiro: Renovar, 2007.

ROSA JUNIOR, Luiz Emygdio F. da. *Manual de Direito Financeiro e Direito Tributário*. 2. ed. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 1979.

ROYAL DUTCH/SHELL GROUP OF COMPANIES. *The Petroleum Handbook*. 6. ed. Amsterdam: Elsevier, 1983.

RUBINSTEIN, Flávio. *Orçamentos Públicos*: a Lei 4.320/1964 comentada/ coordenador José Maurício Conti. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2008.

SALVATTI, Ideli. Disponível em: <http://www.ideli.com.br/planejamento/index.php/conteudos/view/1183>. Acesso em: 30 de outubro de 2008.

SANTOS, Sérgio Honorato dos. Royalties do Petróleo: Legislação Atual Apresenta Deficiências quanto à Aplicação. *Petróleo, Royalties e Região*. Boletim do Mestrado em Planejamento Regional e Gestão de Cidades da Universidade Cândido Mendes, Rio de Janeiro: Ano II, n. 6, dez./2004.

SCAFF, Fernando Facury. Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM): natureza jurídica, competência normativa e prescrição. In: *Revista de Direito do Estado*. Rio de Janeiro: Renovar, jul./set. 2006, v. 3.

SCAFF, Fernando Facury. Aspectos Controvertidos sobre a CFEM − Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (Royalties de Mineração). In: SCAFF, Fernando Facury; ATHIAS, Jorge Alex (org.). *Direito Tributário e Econômico Aplicado ao Meio Ambiente e à Mineração*. São Paulo: Quartier Latin, 2009.

SCHANT Jr., Radford. *Purpose and effects of a royalty on a public land materials*. Resources Policy, vol. 20, n. 1, pp. 35-48, 1994.

SCHECHTMAN, Rafael et al. *Participações governamentais na nova Lei do Petróleo*. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro: 2000.

SCOTT, Anthony. *The evolution of resource property rights.* New York: Oxford University Press, 2008.

SEC, Securities and Exchange Comission. Disponível em: <http://www.sec.gov/about/whatwedo.shtml>. Acesso em: 21 de março de 2012.

SEIXAS FILHO, Aurélio Pitanga. Natureza Jurídica da Compensação Financeira por Exploração de Recursos Minerais. In: ROCHA, Valdir de Oliveira (org.). *Grandes Questões Atuais do Direito Tributário*. São Paulo: Dialética, 1998.

SERRA, Rodrigo Valente. Rendas petrolíferas no Brasil: critérios de distribuição distorcidos induzem ineficiência do gasto. In: MENDES, Marcos (org.). *Gasto Público Eficiente*. Rio de Janeiro: Topbooks, 2006.

SERRA, Rodrigo. *Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil*. Tese de doutorado. Unicamp: Campinas, 2005.

SERRA, Rodrigo et al. *Royalties:* ameaças às antigas regras de distribuição. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, 2006.

SERRA, Rodrigo, PATRÃO, Carla. Impropriedades dos critérios de distribuição dos royalties no Brasil. In: PIQUET, Rosélia (org.). *Petróleo, royalties e região*. Rio de Janeiro, Garamond, 2003.

SERRA, Rodrigo V. TERRA, Denise T. Notas sobre a região petro-rentista da Bacia de Campos. *In*: CARVALHO, Ailton M. TOTTI, Maria E. *Formação histórica e econômica do Norte Fluminense*. Rio de Janeiro: Garamond, 2006.

SHAH, Sonia. *A História do Petróleo*. Tradução de Marcelo Ferroni. Porto Alegre: L&PM, 2007.

SILVA, Jair Cândido. *Lei n. 4.320/64 Comentada*: uma contribuição para a elaboração da Lei Complementar (§ 9º art. 165 da CF/88). Brasília: Thesaurus, 2007.

SILVA, Mauro Santos. Teoria do federalismo fiscal: notas sobre as contribuições de Oates, Musgrave, Shah e Ter-Minassian. *Nova Economia* 15 (1) pp. 117-137. Belo Horizonte, 2005.

SIMÕES, Ivan. Desafios Regulatórios, de Investimentos e de Demanda de Bens e Serviços. In: *Seminário "Os Desafios do Pré-Sal",* 2008. Rio de Janeiro: IBP, FGV, 2008. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?View={FBCBA377-C40B-49B8-8BC6-FBB86F01C85C}>. Acesso em: 9 de outubro de 2008.

SPE, Society of Petroleum Engineers; AAPG, American Association of Petroleum

Geologists; WPC, World Petroleum Council; SPEE, Society of Petroleum Evaluation Engineers; SEG, Society of Exploration Geophysicists. Guide lines for Application of the Petroleum Resources Management System. Disponível em: <http://www.spe.org/industry/reserves.php>. Acesso em: 21 de março de 2012.

SOUSA, Francisco José Rocha de. A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras, 2011. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011_907.pdf>. Acesso em 23 de março de 2013.

SOUSA, Rubens Gomes de. *Compêndio de Legislação Tributária*, edição póstuma. São Paulo: Resenha Tributária, 1975.

SOUTO, Marcos Juruena Villela. Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais. In: *IOB − Repertório de Jurisprudência: tributário, constitucional e administrativo*, São Paulo, set. 2000, v. 18.

STEELE, Henry. Natural Resource Taxation: Resource Allocation and Distribution Implications. *In*: MASON, Gaffney (org.). *Extractive Resources and Taxation*. London: 1967.

STIGLITIZ, Joseph E. Transformando os Recursos Naturais em uma Bênção em vez de uma Maldição. In: TSALIK, S., SCHIFFRIN, A. (orgs.). *Reportando o Petróleo:* Um Guia Jornalístico sobre Energia e Desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.

TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments*: an introduction to petroleum regulation, economics and government policies. London: Kluwer Law International, 1999.

TELLES, Eduardo Maccari. A Compensação Financeira Revisitada. In: *Revista Forense*, Rio de Janeiro, jul./ago. 2004, v. 374.

TER-MINASSIAN, Teresa. Intergovernmental Fiscal Relations in a Macroeconomic Perspective: An Overview. In: TER-MINASSIAN, Teresa. *Fiscal Federalism in Theory and Practice*. Washington: International Monetary Fund, 1997.

TORRES, Heleno Taveira. A Compensação Financeira Devida pela Utilização de Recursos Hídricos, Exploração de Recursos Minerais ou Produção de Petróleo, Xisto Betuminoso e Gás Natural (art. 20, § 1º, CF) – sua Natureza Jurídica. *In:* ROCHA, Valdir de Oliveira (org.). *Grandes Questões Atuais do Direito Tributário*. São Paulo: Dialética, 1998.

TORRES, Ricardo Lobo. Curso de Direito Financeiro e Tributário. 14. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2007.

TRINDADE, Antônio Augusto Cançado. *Direito das Organizações Internacionais*. 3. ed. Belo Horizonte: Del Rey, 2003.

VIDIGAL, Geraldo de Camargo. *Fundamentos do Direito Financeiro*. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1972.

VIEGAS, Paulo Roberto Alonso. A precificação do barril enterrado de petróleo na cessão de direitos de exploração destinada à Petrobras, 2010. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/NOVOS%20TEXTOS/Texto%2078%20-%20Paulo%20Viegas.pdf>. Acesso em 23 de março de 2013.

XAVIER, Alberto. Natureza Jurídica e Âmbito de Incidência da Compensação Financeira por Exploração de Recursos Minerais. In: *Revista Dialética de Direito Tributário*, São Paulo, fev. 1998, v. 29.