

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 optará 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 explorado (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 negócio jurídico 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 n. 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 n. 12.351/2010.

A competência para contratar empresas comercializadoras de petróleo foi atribuída pela Lei n. 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, *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 n. 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: 1) contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação; ou 2) 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 mercadorias e futuros, 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 (Irão), 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*³³ 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).

³³ “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).

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 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 Estados Unidos e no Reino Unido 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.³⁴

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

³⁴ Vide o que foi abordado sobre o tema no Capítulo 3, item 3.2.

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,³⁵ 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.

³⁵ “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).

Contudo, desde os estudos empreendidos por Marshall, passou-se a entender que as conclusões formuladas por Ricardo acerca das rendas obtidas pelo proprietário do 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,³⁶ 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 explorar 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 ideias 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).³⁷

³⁶ “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).

³⁷ Do original: “People agree that a *royalty* will give the public a ‘return’ on its minerals, but have different 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.

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 anteriormente, 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.

Certamente, o valor percebido pelo Estado por meio dos *royalties lato sensu* divergirá do preço que é formado livremente no mercado, segundo as leis da deman-

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 indestructible 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”.

da 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,³⁸ 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 ns.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*.

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*,

³⁸ 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).

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 n. 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, §§ 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 n. 9.478/97 e art. 11 do Decreto n. 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 n. 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, § 2º, do Decreto n. 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.³⁹

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 n. 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, § 4º, do Decreto n. 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 vendedores, sem intermédio de bolsa de valores, motivo por que se torna mais difícil ter acesso ao valor da mercadoria transacionada.

³⁹ “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, § 6º, do Decreto n. 2.705/98).

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, III, e artigo 50 do referido diploma legal, cujos critérios de cobrança foram detalhados por meio do Decreto n. 2.705/98.

A princípio, nenhuma participação especial é devida. No entanto, campos produtores que ultrapassem o volume de isenção estipulado pelo Decreto n. 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 anteriormente), “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 subsequente a cada trimestre do ano civil.

Contribuem para o aumento da alíquota o volume trimestral de produção e os anos de produção, em uma 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 n. 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 n. 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

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 INTERNACIONAIS⁴⁰

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:

Art. 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.

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.

⁴⁰ 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).

No parágrafo 1º 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 ns. 9.478/97 (art. 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 n. 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 n. 27/2011.

O Decreto n. 2.705, de 3 de agosto de 1998, que regulamentou os critérios para o cálculo e a cobrança das participações governamentais previstas na Lei n. 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 estabeleça 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. Contudo, 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 em um 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 explorará e extrairá 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 n. 9.478/97. Consiste em um 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 n. 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.

