



Tema III

Tópicos Especiais de Finanças Públicas

*Sérgio Wulff Gobetti **
*Rodrigo Valente Serra ***

*Novo Marco Regulatório do Petróleo:
desafios na transição do regime de concessão
para o regime de partilha*

** Doutor em Economia pela Universidade de Brasília (UnB). Secretário Adjunto de Política Econômica do Ministério da Fazenda (SPE/MF). Representante do grupo.*

*** Doutor em Economia Aplicada pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Professor e pesquisador do Mestrado em Engenharia Ambiental do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense (IFF)*

Resumo

Nesta monografia, faz-se uma análise da tributação e da gestão da renda petrolífera no contexto de implantação do novo marco regulatório do petróleo. Argumenta-se em primeiro lugar que embora a criação do novo regime de partilha de produção e do fundo social se insere numa estratégia correta de desenvolvimento econômico, existe um hiato fiscal e temporal importante entre o atual regime de concessão e o futuro, que, se não for devidamente equacionado, implicará vazamento de uma renda que pertence à sociedade para o setor privado.

O estudo reúne evidências de que: a produção sob o regime de concessão continuará crescendo e será dominante pelas próximas duas décadas, pelo menos; o *government-take* do regime de concessão é comprovadamente inferior ao de partilha e aos padrões internacionais; a atual tributação sobre o setor petróleo e gás é pouco progressiva e, portanto, inadequada para conjunturas de elevação do preço do petróleo, como a atual.

Diante desse quadro, são apresentados os prós e os contras de três alternativas para ajustar a tributação do petróleo à nova conjuntura, reduzindo o hiato fiscal em relação à partilha: 1) ajuste no decreto da Participação Especial; 2) elevação da alíquota da CSLL para mesmo patamar pago pelos bancos; 3) criação de um imposto de exportação. Entre as três propostas, demonstra-se que o imposto de exportação é a que reúne melhores condições de ampliar a progressividade do atual regime, simultaneamente combater a “maldição dos recursos naturais” e aumentar a fatia da renda do petróleo nas mãos da União com menores impactos sobre a lucratividade do setor.

Nesta monografia analisa-se também o modelo de partilha federativa da renda petrolífera do Brasil à luz da experiência e da literatura internacional, concluindo-se que:

1. Se os recursos do petróleo se tornam muito expressivos, seu gerenciamento precisa ser integrado em um arranjo macroeconômico mais amplo, que envolve um conjunto de políticas que fogem da alçada das autoridades subnacionais.
2. É mais fácil para o governo federal, com sua base tributária diversificada e acesso mais fácil ao mercado de capitais, enfrentar a volatilidade do preço do petróleo e seus impactos sobre as receitas fiscais.

Palavras-chave: petróleo; partilha; concessão; tributação.

Sumário

- 1 INTRODUÇÃO, 6
- 2 O SIGNIFICADO DA RENDA MINERAL E SUAS IMPLICAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DE UM NOVO MARCO REGULATÓRIO, 8
 - 2.1 *Tributação da renda do petróleo*, 11
- 3 O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR PETRÓLEO E GÁS (NMR) E OS DEBATES EM TORNO DO DESENVOLVIMENTO BRASILEIRO, 15
 - 3.1 *O Regime de Partilha de Produção*, 18
 - 3.2 *O government take sob o regime de concessão e sob o regime de partilha da produção*, 19
 - 3.3 *O government take no período de transição entre o regime de concessão e o regime de partilha*, 24
- 4 CENTRALIZAÇÃO *VERSUS* DESCENTRALIZAÇÃO DOS *ROYALTIES*: O DILEMA FEDERATIVO, 29
 - 4.1 *O que a experiência internacional nos ensina?*, 30
 - 4.2 *O modelo de distribuição das rendas petrolíferas no Brasil*, 32
- 5 O FUNDO SOCIAL (FS) NO CONTEXTO DAS POLÍTICAS PARA COMBATER A MALDIÇÃO DOS RECURSOS NATURAIS, 34
- 6 CONCLUSÃO, 38
- REFERÊNCIAS, 40

Lista de diagramas

DIAGRAMA 1. ESQUEMA DE REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO SOB O RPP, 19

Lista de figuras

FIGURA 1. COMPONENTES DA RENDA DO PETRÓLEO, 10

Lista de gráficos

GRÁFICO 1. PRODUÇÃO ESTIMADA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. EM MILHÕES DE BARRIS ÓLEO EQUIVALENTE POR DIA (MMBOEPD), 25

Lista de tabelas

TABELA 1. *GOVERNMENT TAKE* NA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO PETROLÍFERA BRASILEIRA, SOB O RC, SEGUNDO ESTUDOS SELECIONADOS, 21

TABELA 2. *GOVERNMENT TAKE* SOB RPP OU REGIMES HÍBRIDOS, 22

TABELA 3. SIMULAÇÃO DE TRIBUTAÇÃO DA RENDA DO PETRÓLEO, 23

TABELA 4. SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE MUDANÇAS NA TRIBUTAÇÃO SOB CONCESSÃO:, 28

TABELA 5. DISTRIBUIÇÃO ANUAL DAS RENDAS DO PETRÓLEO (*ROYALTIES* + PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS), 2010. EVIDÊNCIAS DE CONCENTRAÇÃO ESPACIAL, 33

1 Introdução

Com a descoberta do pré-sal¹ brasileiro, reforça-se a expectativa de o país experimentar um novo ciclo de desenvolvimento econômico. Tal conquista, contudo, dependerá, fundamentalmente, da capacidade de serem enfrentadas quatro dimensões, aqui apresentadas de forma cronológica: a concretização da exploração das camadas do pré-sal de forma economicamente eficiente e ambientalmente segura; a constituição de um regime tributário que alcance uma sintonia fina entre a maximização da arrecadação e o incentivo ao investimento; uma distribuição das receitas públicas entre os beneficiários que respeite, a um só tempo, aspectos compensatórios e a promoção da justiça intergeracional; e, finalmente, uma prudente aplicação das receitas públicas, atenta às necessidades de curto prazo e orientada para uma política duradoura de estabilização macroeconômica. Desdobrando-as: a exploração da camada pré-sal brasileira pode elevar, nos próximos cinco anos, as reservas nacionais de petróleo e gás natural para um patamar que gravita em torno de 32 bilhões de barris equivalentes (CHAMBRIARD, 2011).² Trata-se de uma duplicação das reservas provadas atuais, as quais, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2011), alcançaram cerca de 16,5 bilhões de barris equivalentes em dezembro de 2010.

A produção brasileira atual (2010) – de 2,18 milhões de barris de petróleo/dia (b/d) e de 62,8 milhões de m³ de gás natural/dia (m³/dia) (CHAMBRIARD, 2011) – poderá alcançar, em 2019, respectivamente, 5,11 b/d e 230,8 m³/dia, de acordo com o Plano Nacional de Expansão de Energia (BRASIL, 2010).³ Isso aponta para uma posição segura de exportador líquido, uma vez que o país, em 2009, já havia alcançado a autossuficiência no setor, com um consumo de 1,89 milhão de b/d e produção de 2,03 b/d (ANP, 2010).

- 1 “O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000 m. O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros. As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas recentemente pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os Estados de Santa Catarina e do Espírito Santo, onde se encontrou grandes volumes de óleo leve. Na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo já identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. São características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado” (PETROBRAS, 2011).
- 2 Com os recursos petrolíferos do pré-sal, o país pode passar da 13ª posição para a 4ª posição em termos de reservas petrolíferas.
- 3 Tal estimativa carrega um viés de superestimação, com base numa leitura mais recente, na medida em que, provavelmente, contava com a licitação mais célere de parte das reservas das jazidas do pré-sal.

O que esse novo cenário representa para o desenvolvimento no médio e no longo prazos brasileiro?⁴ É certo que uma resposta a essa indagação está diretamente vinculada a uma postura ideológica sobre a noção de desenvolvimento.

Sem pretender dar conta dessa complexa escolha, podem-se elencar alguns dos principais desafios associados a esse novo cenário em que o país ocupará a posição de grande produtor/exportador de petróleo. O primeiro deles manifesta-se na viabilidade de pôr em ação a própria exploração e a produção dessas jazidas, localizadas em regiões profundas e abaixo de espessas camadas rochosas, que exigem elevados recursos financeiros e superações tecnológicas que garantam a eficiência econômica e minimizem os impactos ambientais associados ao novo patamar produtivo.

Claro que essa exploração dependerá de um adequado regime tributário, que não intimide os investimentos nacionais ou forâneos, mas não deixe de oportunizar uma ampliação da arrecadação de receitas públicas (no jargão internacional: *government take*), as quais, como será visto, estão, no regime de concessão brasileiro, aquém do observado em várias experiências internacionais.

O regime de partilha da produção, trazido pela aprovação da Lei n. 12.351/2010, deverá ampliar substancialmente o potencial de arrecadação sobre as novas áreas exploratórias, porém a distância que nos separa do primeiro óleo a ser produzido sob esse novo regime requer que sejam pensadas alternativas que consigam ampliar a arrecadação nesse hiato temporal, como tem buscado fazer outros países, repactuando contratos ou criando novos instrumentos tributários para adequar o *government take* à nova realidade econômica (DANIEL; SUNLEY, 2010).

A importância econômica do setor petróleo e gás para o desenvolvimento econômico vindouro do país dependerá também da capacidade de evitar o risco da posição de grande exportador ensejar efeitos deletérios sobre a economia, fenômeno que a literatura econômica cunhou como a “maldição dos recursos naturais” ou “doença holandesa” (*Dutch disease*).⁵

Por fim, de forma mais abrangente, é preciso considerar que, em respeito à finitude das jazidas petrolíferas, a promoção da justiça intergeracional deve pautar a política de distribuição e aplicação das rendas públicas originárias dessa atividade. Entre as várias dimensões em que a justiça intergeracional deve ser tomada como princípio, destacam-se: i) a difícil sintonia do *mix* entre as despesas

4 Importa, cautelarmente, comentar a dimensão temporal desses efeitos para evitar ilusões sobre a velocidade com que os ditos impactos econômicos podem ser manifestos. Não é prudente admitir que os campos do pré-sal ainda não licitados iniciem a produção antes de 15 anos (ou seja, em 2026). Isso porque, ao tempo necessário à preparação do processo licitatório, deve-se somar a fase exploratória – que pode demandar de seis a dez anos. Somente após isso, e se as encomendas/entregas das unidades de produção (plataformas) não atrasarem, é que deverá ser iniciada a produção.

5 Evidência originalmente descrita em Sachs e Warner (1995).

de ampliação da capacidade produtiva (que pode preparar o país para um futuro sem petróleo) e as despesas de custeio, sem desconsiderar a urgência da cobertura de déficits sociais presentes secularmente em nossa sociedade; ii) o comprometimento na construção de uma *biocivilização*,⁶ que exige a canalização de recursos para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia; iii) a distribuição das rendas do petróleo entre os beneficiários, seja em seu aspecto vertical (rateio entre União, estados e municípios) ou horizontal (a forma como são repartidas entre os Ministérios e entre o conjunto dos estados e dos municípios).

É intuito deste estudo, pois, apresentar o novo marco regulatório do setor de petróleo e gás instituído em 2010 e, paralelamente, introduzir os principais debates sobre como convergir o novo cenário – em que o país passará à condição de grande produtor/exportador de petróleo e gás – para o desenvolvimento da sociedade brasileira.

2 O significado da renda mineral e suas implicações para a definição de um novo marco regulatório

A proposição central desta monografia – de que devemos aumentar a tributação do petróleo no Brasil sob o regime de concessão – requer inicialmente que entendamos o significado – e a natureza especial – da renda da atividade petrolífera como um tipo específico de renda econômica.

A palavra “renda” é empregada usualmente em economia para denominar a remuneração de distintos fatores de produção, como a renda do trabalho (salários) e a renda do capital (lucros e juros), mas a renda econômica *stricto sensu* é definida na teoria clássica de forma distinta, representando a parcela da receita total de uma atividade econômica que excede o “preço” de oferta de todos os insumos necessários para o desenvolvimento dessa atividade e o próprio lucro normal (POSTALI, 2002).

Embora, muitas vezes, a “renda econômica” se confunda com a chamada “renda do capital”, por geralmente ser apropriada pelo capitalista, são duas rendas de distintas natureza. A renda do capital está presente em qualquer atividade econômica e, como assinalado, corresponde a uma remuneração pela aplicação do capital na produção ou, segundo a teoria marxista, nada mais seria do que a

6 Ver Sachs (2008).

mais-valia extraída do trabalho. A renda econômica, ao contrário, é uma espécie de prêmio que não depende de qualquer esforço adicional, seja do capitalista, seja dos trabalhadores.

Na teoria clássica de David Ricardo, por exemplo, a renda econômica é associada ao desenvolvimento da atividade agrícola e é gerada pelos diferenciais de produtividade entre as terras mais e menos férteis. Como os preços agrícolas, segundo Ricardo, seriam determinados pelas terras marginais menos férteis, então todo proprietário de uma terra relativamente mais fértil acabaria sendo premiado por uma remuneração acima dos custos de produção.

Na teoria ricardiana, portanto, a noção de renda está ligada à propriedade de insumos cuja oferta é fixa na natureza, como as terras férteis ou, por similaridade, as jazidas de minerais. Desse modo, a exploração de jazidas cada vez menos produtivas, a um custo cada vez maior, garantiria um prêmio aos proprietários das jazidas mais produtivas.

Esse conceito de renda, entretanto, foi modificado ao longo do tempo, estendendo-se a outras atividades que, mesmo não apresentando insumos fixos, proporcionam lucros inesperados ou anormais bem acima dos custos de produção. Na teoria neoclássica, esses lucros extraordinários decorreriam de fatores que impediriam a ação das forças de mercado ou constituiriam um prêmio pelo risco exploratório, como o da indústria extrativa.

No caso da atividade petrolífera, entretanto, há evidências de que os lucros são extraordinários mesmo sob concorrência perfeita e independentemente de o risco exploratório ser mais baixo ou mais alto. Assim, é preciso buscar outra explicação para a renda econômica, o que foi feito por Hotelling (1931) ao perceber que, no caso de recursos não-renováveis, a finitude de seu estoque na natureza implica que a extração em um período torna o recurso indisponível em períodos posteriores, o que tenderia a encarecer seu preço ao longo do tempo (MARGULIS, 1996). Assim, “o lucro extraordinário” estaria associado a um tipo particular de custo de oportunidade, com características temporais, na medida em que a extração do recurso hoje acarreta um custo de não poder extraí-lo amanhã, ou seja, um custo de uso. Esse custo gera uma renda compensatória para o detentor da propriedade dos recursos denominada renda de Hotelling.

Em termos microeconômicos, o custo de uso é a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção. A renda de Hotelling equivale à área representada na Figura 1, dada pelo custo de uso vezes a quantidade produzida. A renda normal, por sua vez, é representada graficamente pela área abaixo, subdividida pela curva de custo marginal em duas partes: o excedente de produção (ou lucro no longo prazo) e o custo variável de produção, ou seja, em uma situação de concorrência perfeita, o preço do recurso é dado e pode ser decomposto entre

custo variável de produção, retorno do capital e custo de uso, cada um destes determinando um tipo diferente de renda. Em condições de concorrência imperfeita ou monopolística de produção, como a que caracteriza a produção internacional de petróleo, o preço será maior, e a quantidade produzida, menor, elevando a renda total. Isso sem contar as flutuações temporárias mais substantivas nos preços do petróleo, determinadas pelos ciclos econômicos, pelas ações dos monopolistas e por outras condições do mercado que afetam tanto o nível quanto a composição da renda.

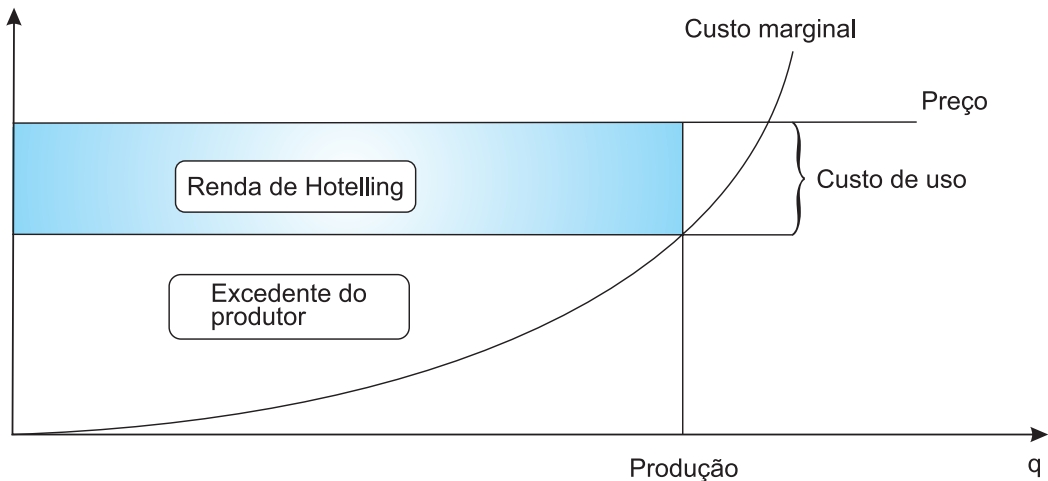


FIGURA 1
COMPONENTES DA RENDA DO PETRÓLEO

Fonte: POSTALI (2002)

Na prática, diante de conjunto tão complexo de fatores, é muito difícil distinguir os vários componentes da renda do petróleo, uma vez que isso exigiria conhecermos perfeitamente as curvas de custo marginal e a receita marginal de cada campo petrolífero, bem como identificar os choques que fazem o preço se descolarde sua tendência histórica.⁷ O importante para nossos propósitos, entretanto, é assinalar que a atividade petrolífera proporciona uma renda adicional àquela necessária para remunerar os fatores de produção e que, em grande parte, representa uma compensação à sociedade pela exaustão dos recursos naturais.

O grande desafio de qualquer sistema de tributação do petróleo é, portanto, fazer com que o Estado se aproprie dessa renda adicional, evitando que ela seja incorporada ao lucro privado, gerando uma perda de capital para a sociedade

⁷ Estatisticamente falando, há evidências de que a série do preço do petróleo apresenta quebras estruturais e tendência de reverter à média, apesar de possuir uma raiz próxima da unidade, de modo que os choques levam tempo para se dissipar, sendo difícil distinguir os efeitos temporários dos permanentes (ENGEL; VALDES, 2000).

como um todo. Não se trata de simplesmente tributar o lucro, como em outras atividades econômicas, mas de exercer o direito de posse sobre uma renda que, por definição, é pública.

2.1 Tributação da renda do petróleo

A imposição de *royalties* ou tributos específicos sobre a renda do petróleo, além dos impostos normais que incidem sobre todas as atividades econômicas, decorre precisamente da constatação teórica da seção 3, qual seja, de que a atividade petrolífera gera um excedente à remuneração do trabalho e do capital que precisa ser capturado pelo setor público. Na prática, existem diversas formas de capturar essa renda econômica por meio de tributos convencionais ou específicos que podem assumir diferentes denominações e possuir diferentes bases de incidência e estruturas de alíquotas, mas, do ponto de vista econômico, a questão fundamental é saber como esses tributos impactam as decisões de investimento e a arrecadação do governo no decorrer do tempo.

Em teoria, a maximização dos investimentos e das receitas disponíveis do governo são dois objetivos compatíveis, uma vez que uma alocação eficiente de recursos eleva a renda disponível e a capacidade contributiva do investidor (POSTALI, 2002). Por isso, boa parte da literatura da tributação ótima aplicada ao setor petrolífero baseia-se, antes de mais nada, na verificação da condição de neutralidade dos tributos *vis-à-vis* outros atributos que estes possuem do ponto de vista da administração tributária, como a facilidade de implementação e a estabilidade das receitas.

De modo geral, um imposto é neutro se, em primeiro lugar, preserva a viabilidade econômico-financeira de um projeto, mantendo seu valor presente positivo, e, em segundo lugar, se não altera a ordem de elegibilidade (ou de lucratividade) dos projetos. Enquanto a segunda condição está associada, em geral, à seleção de impostos não-distorcivos, como o tributo sobre a renda do petróleo (TRP) proposto no artigo seminal de Garnaut e Ross (1975), a primeira condição é sensível a uma série de hipóteses e fatores, como a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente esperado do projeto, que depende da percepção de risco do investidor (e do governo).

Dado que o fluxo de caixa de um projeto do setor petrolífero é negativo nas primeiras fases de seu desenvolvimento, taxas de desconto excessivamente elevadas (conjugadas com projeções conservadoras para o preço do petróleo) podem implicar valores presentes negativos ou positivos com pequena margem de lucratividade, ou seja, a análise de viabilidade econômica de um projeto está sujeita a um grau de subjetividade e pode determinar a escolha preventiva de

níveis moderados de tributação abaixo do que seria de fato o ponto de maximização das receitas.

Contudo, a subtributação da renda do petróleo pode ser causada pela própria escolha de tributos regressivos, como os *royalties* comuns, largamente utilizados por algumas de suas vantagens aos olhos da autoridade fiscal: i) proporcionam receitas desde o início da produção (enquanto um imposto sobre lucro só gerará receitas quando o fluxo de caixa se tornar positivo); ii) proporcionam uma base tributária mais estável ou menos suscetível às variações no preço do petróleo.

Existem inúmeras formas de definir a base de incidência de um *royalty*, inclusive de modo que se respeite a neutralidade, mas em geral a cobrança é feita em proporção fixa do valor de produção (alíquota *ad valorem*) ou em valor fixo por volume de produção (alíquota *ad rem*). O *government take* de *royalties* nesses formatos é inversamente proporcional ao preço do petróleo, uma vez que aumentos no preço do petróleo não acompanhados por aumento de custos, como os que presenciemos nos últimos anos, geram aumento mais do que proporcional na renda.

Um exemplo simples para entender essa questão: vamos supor, por hipótese, que a produção de um barril de petróleo custe em média US\$ 20 e que seu preço seja de US\$ 30. Logo, o lucro bruto por barril é de US\$ 10. Se os *royalties* forem cobrados com uma alíquota de 10% sobre o valor de produção, como ocorre no Brasil, então cada barril de petróleo proporcionará *royalties* de US\$ 3 (10% de US\$ 30). O *government take*, dado pela relação entre o valor dos *royalties* e o lucro bruto, será de 30% (US\$ 3 divididos por US\$ 10).

Agora, supondo-se que as condições do mercado internacional levem o preço do petróleo a subir de US\$ 30 para US\$ 70, sem alteração nos custos, então o lucro bruto passará de US\$ 10 para US\$ 50 (400% de expansão). Nessas circunstâncias, os *royalties* serão de US\$ 7 (10% de US\$ 70), crescendo à mesma taxa que os preços (133%) e bem menos que os lucros. O *government take*, desse modo, será maior em valor absoluto (US\$ 7 por barril), mas menor em proporção do lucro bruto (14% = 7/50). Por isso, diz-se que os *royalties* comuns são regressivos: o *government take* cai em vez de aumentar com o crescimento do preço e dos lucros.

No caso de *royalties* cobrados em valor fixo por volume de produção, a regressividade é maior ainda. Imaginemos que os *royalties* fossem fixos em US\$ 3 por barril. Com o mesmo aumento do preço do barril de US\$ 30 para US\$ 70, o *government take* sobre o lucro cairia de 30% (3/10) para 6% (3/50). A única forma de evitar a regressividade seria se o valor dos *royalties* crescesse na mesma taxa dos lucros, o que na prática representaria um imposto sobre a renda do petróleo (IRP) baseado nos conceitos de Hotelling e/ou Ricardo.

Além de regressivos, os *royalties* na forma *ad valorem* ou *ad rem* também distorcem as estimativas de valor presente dos pagamentos, tendendo a provocar

uma antecipação ou adiamento da extração de petróleo em relação àquela trajetória de produção que seria neutra na ausência destes para minimizar seus custos. Por fim, os *royalties* comuns podem induzir um encerramento prematuro da produção (antes do ponto de exauribilidade econômica de uma reserva), porque a condição de ótimo requer que a extração cesse quando o preço não cobrir mais os custos marginais de produção acrescidos dos *royalties* (BOADWAY; KEEN, 2009).

Lembremos que o custo marginal de um campo de petróleo tende a crescer na medida em que as reservas se esgotam. Na presença de tributos que incidem exclusivamente sobre o lucro ou renda (ou ausência de *royalties*), não haveria nada a pagar quando o custo marginal alcançasse o preço, pois nesse ponto o lucro seria zero, ou seja, desse ponto de vista, um imposto sobre a renda também é superior aos *royalties* comuns. Ele não é regressivo e ainda respeita o princípio da neutralidade se aplicado a uma taxa marginal constante, evitando antecipações e adiamentos da produção, bem como o encerramento prematuro desta.⁸

Voltemos ao exemplo anterior e verifiquemos o efeito de um IRP cobrado com uma alíquota constante de 20% sobre o lucro bruto. Com o barril sendo vendido a US\$ 30 e custos de US\$ 20, o imposto sobre a renda é de US\$ 2 (20% de US\$ 10 = US\$ 30 – US\$ 20), o que equivale a um *government take* de 20%. Se o preço sobe para US\$ 70 e o custo não muda, o imposto sobre a renda será de US\$ 10 (20% de US\$ 50 = US\$ 70 – US\$ 20), com o mesmo *government take*.

O problema prático do imposto sobre a renda (na definição de Hotelling ou Ricardo) é como identificar precisamente a base a ser tributada (ou seja, os custos a serem deduzidos) e como lidar com a periodização do pagamento. Se o tributo sobre a renda econômica de um projeto fosse pago de uma só vez, antecipado ou postergado, bastaria estimarmos o valor presente ou futuro, respectivamente, do fluxo de caixa e aplicarmos sobre ele uma determinada alíquota. Contudo, na prática é muito difícil prever todo o fluxo de caixa, e os tributos são pagos em periodicidade mensal, trimestral e anual, de modo que precisamos estabelecer um critério para mensurar e diluir no tempo alguns custos e estabelecer a base a ser tributada em cada período.

Como ponto de partida, é importante notar que a base de incidência de um IRP é diferente da dos impostos de renda corporativos (IRC) tradicionais, que geralmente permitem deduzir os custos financeiros na apuração do lucro, mas não o custo de financiamento dos ativos. A apuração da renda econômica exige que se imputem alguns custos, como a depreciação de ativos físicos e outros de mais difícil mensuração, por estarem relacionados a ativos intangíveis, como o

8 Um imposto de renda progressivo, com uma estrutura de alíquotas crescente em relação ao lucro, não gera paralisação prematura da produção, mas pode sofrer distorção na presença de incertezas, mesmo quando os investidores são neutros ao risco (GARNAUT; ROSS, 1979).

investimento em pesquisas sobre técnicas de perfuração em águas profundas. Isso torna virtualmente impossível estimar a renda econômica pura, mas existem felizmente alternativas viáveis de base de cálculo equivalentes em termos de valor presente, como a base-R de fluxo de caixa (MEADE, 1978).

Outro problema prático importante na implementação de um IRP é o tratamento que se dá aos prejuízos que podem ocorrer em determinados períodos, como na fase inicial de desenvolvimento de qualquer projeto na área de petróleo, que exige desembolsos maiores do que as entradas. O respeito ao princípio da neutralidade exigiria que, nessa fase, houvesse um imposto negativo (ou subsídio) ao investidor ou, alternativamente, que se acumulassem para a frente os prejuízos com base em uma determinada taxa de desconto. Dessa forma, o início de pagamento do IRP deveria ser adiado apenas para o momento em que o valor presente dos lucros superasse o valor presente dos prejuízos acumulados.

Na prática, entretanto, esse princípio é raramente observado, o que significa que mesmo impostos sobre a renda costumam violar a condição de neutralidade *stricto sensu*. Por isso e em virtude também da complexidade na sua implementação, os IRPs têm sido frequentemente preteridos em comparação aos *royalties* comuns, que, conforme mencionado, também apresentam maior estabilidade na arrecadação.

Na realidade, praticamente todas as receitas de renda do petróleo são por excelência voláteis, com exceção dos *royalties ad rem*, que não dependem do comportamento dos preços, mas apenas do volume de produção. Ocorre que a volatilidade dos impostos sobre a renda é maior do que a dos *royalties ad valorem*, porque, como vimos, eles variam mais do que proporcionalmente com os preços.

Dessa forma, podemos concluir, em primeiro lugar, que existe certo *trade-off* entre os atributos da neutralidade econômica, por um lado, e da estabilidade da receita, por outro, na definição do tipo de tributo a ser aplicado sobre o setor petrolífero. Tributos mais neutros tendem a apresentar maior instabilidade (ou volatilidade), enquanto tributos mais distorcivos tendem a proporcionar receita um pouco mais estável.

Em segundo lugar, mesmo impostos sobre a renda teoricamente neutros podem ser distorcivos, na medida em que seu *design* muitas vezes desconsidera algumas condições para a neutralidade pura. Este(s) motivo(s) justifica(m) que se priorizem *royalties* comuns a tributos sobre a renda econômica? Cremos que não, uma vez que os *royalties* comuns são bem mais regressivos do que os impostos sobre a renda, sendo estes 100% neutros ou não. Além disso, os *royalties* têm sido geralmente fixados em patamares baixos, entre 10% e 20% do valor de produção, implicando baixo *government take*.

Com essas considerações cremos ter apresentado a justeza de um regime tributário que viesse a ampliar o *government take* setorial, como patenteado no novo marco regulatório, o qual passamos a apresentar.

3 O Novo Marco Regulatório do setor petróleo e gás (NMR) e os debates em torno do desenvolvimento brasileiro

Criada em 1953, no segundo governo Getúlio Vargas (1951-1954), a Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) nasceu como sociedade por ações, controlada pelo governo e detentora (com suas subsidiárias) do monopólio dos segmentos de exploração, produção, refino e transporte marítimo e por dutos do petróleo, do gás e dos seus derivados. Sua gênese, estatal monopolista, representou a vitória da opção *nacional desenvolvimentista* – dado que a Constituição de 1946 previa a participação do capital estrangeiro no setor – e respondeu positivamente à campanha O Petróleo é Nosso, que, iniciada em 1948, teve alcance nacional e penetração em vários segmentos da sociedade brasileira.

Na década de 1990, na corrente do Consenso de Washington, o Programa Nacional de Desestatização (PND) não alcançou a Petrobras devido ao forte sentimento nacional que havia em torno da estatal. A solução encontrada para não desestatizar a empresa e, ao mesmo tempo, adequá-la às exigências do mercado foi a flexibilização do monopólio estatal por meio da Emenda Constitucional n. 9, de 1995, regulamentada pela Lei n. 9.478/1997. A Emenda permitiu a atuação do capital privado pela via do Regime de Concessão (RC),⁹ nos segmentos de exploração e produção em território nacional, embora a União tenha permanecido como acionista majoritária da empresa. Nesse mesmo momento, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para, entre outras atribuições, fiscalizar, contratar e regulamentar as atividades do setor.

O contexto que envolve a instauração do Novo Marco Regulatório (NMR), com a instauração do Regime de Partilha da Produção (RPP), combina o cenário

9 Dois artigos da Lei n. 9.478/1997 (conhecida como Lei do Petróleo) contribuem para definir os novos termos de licitação de blocos exploratórios após a quebra do monopólio da Petrobras:

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

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, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

vindouro em que o país poderá tornar-se um gigante petrolífero com a opção de maior controle nacional sobre a riqueza produzida, calcada, também, no fortalecimento da Petrobras – a ponto de alguns críticos tomarem as recentes mudanças como um processo nítido, ou disfarçado, de *reestatização* setorial.

Outros ingredientes conjunturais, contudo, favoreceram a aprovação do NMR. Primeiro, verifica-se que no campo da aceitação internacional o presente contexto, pós-Consenso de Washington e posterior ao ápice da Crise Financeira Global (“da desregulamentação dos mercados”), é bem mais favorável às decisões políticas que alcançam maior controle sobre as atividades econômicas privadas, incluindo aquelas operadas nos países periféricos.

No campo doméstico, tem-se uma conjuntura em que a Petrobras assumiu, ao longo dos dois governos Lula (2003-2010), uma importância na própria constituição da política econômica, atuando como braço estratégico do investimento público.¹⁰

Nesse cenário é forjado o NMR, assentado sobre quatro objetivos principais, sintetizados em três leis federais aprovadas no ano de 2010, são eles: i) a criação do regime de partilha de produção (RPP), no jargão internacional *production sharing agreement*; ii) a criação do Fundo Social (FS), como grande beneficiário da receita governamental na partilha da produção; iii) a criação da Petróleo Pré-Sal S.A. (PPSA), como empresa representante do governo nos consórcios formados no âmbito do RPP; iv) aporte financeiro à Petrobras.¹¹

Com relação aos objetivos terceiro e quarto, deve-se observar que no RPP a Petrobras assume papel de destaque, concretizado por meio de três dispositivos:

- i) possibilidade de a União celebrar o contrato de partilha da produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, hipótese em que será constituído um consórcio entre a Petrobras e a PPSA.
- ii) determinação da Petrobras como operadora de todos os blocos sob o RPP, garantindo-lhe uma participação mínima de 30%, ou seja, havendo licitação, a empresa vencedora deverá, obrigatoriamente, constituir consórcio com a PPSA e a Petrobras (esta última com participação não inferior a 30%), ficando sujeita às regras do edital e à proposta vencedora.
- iii) cessão à Petrobras dos direitos exploratórios de 5 bilhões de barris equivalentes, *in the gound*, pertencentes ao governo federal, localizados no

10 No quadriênio 2005-2008, o investimento no setor de petróleo e gás atingiu R\$ 180 bilhões a preços constantes. Estima-se que ele alcançará R\$ 378 bilhões entre 2011-2014, sendo a Petrobras responsável por 80% do total, sem, ainda, a contabilização dos pesados investimentos necessários para a exploração/produção de petróleo e gás na camada pré-sal. Essa crescente elevação dos investimentos setoriais alçará o segmento como responsável por 15% da formação bruta de capital fixo do país em 2014 (SANT'ANNA, 2010), sublinhando o efeito macroeconômico de longo prazo promovido pelo setor.

11 Os dois primeiros objetivos compõem o objeto da Lei n. 12.351/2010; o terceiro é regrado pela Lei n. 12.304/2010; o quarto, pela Lei n. 12.276/2010.

polígono do pré-sal; operação que rendeu R\$ 74,8 bilhões (US\$ 42,5 B.) ao Tesouro Nacional em 2010, o qual utilizou parte desses recursos para ampliar a participação acionária do Estado brasileiro na estatal,¹² rendendo à estatal, adicionalmente, US\$ 25,7 bilhões de recursos novos advindos dos acionistas minoritários.

Nas modalidades “i” e “ii”, antes descritas, o governo participará dos consórcios, representado pela PPSA, que terá como objetivo a gestão dos contratos de partilha da produção e a contratação da empresa para comercializar (que poderá ser a Petrobras) a parcela governamental da produção.

É justamente esse papel protagonista dado à Petrobras¹³ no RPP que inspira uma leitura do NMR como “reestatizante”, sobretudo para os que tomam o petróleo como uma pura *commodity*, e não como um recurso estratégico que, preferivelmente, deve permanecer sob o controle estatal.

Ao tratar do processo de capitalização da Petrobras, tangencia-se o debate acerca da desafiante questão que envolve o financiamento da exploração e da produção das reservas na camada pré-sal. Há muitas incertezas sobre a ordem de grandeza dos requerimentos financeiros para essa empreitada de longo prazo, tanto que no processo de negociação para a cessão onerosa dos 5 bilhões de barris à Petrobras as estimativas de custo de produção alcançaram valores entre US\$ 5 e US\$ 12 o barril. Se o cenário de incerteza não permite uma apresentação detalhada sobre o desafio do financiamento, deve-se, ao menos, alinhar algumas questões de ordem geral para além do já destacado importante fôlego trazido pelo processo de capitalização da Petrobras, que alçou a empresa à posição de segunda maior petroleira mundial:

- i) em virtude do longo prazo de maturação dos investimentos, a própria receita da produção do pré-sal deverá ser contabilizada entre a oferta de financiamento;
- ii) o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que detém 14% do capital social da Petrobras, desenha (maio/2011) uma linha especial de crédito à empresa;
- iii) o endividamento da empresa, hoje bastante sustentado pelos bancos públicos (BNDES, Caixa Econômica Federal e Banco do Brasil), expressa

12 Com essa operação, a participação pública no capital social da empresa aumentou de cerca de 40% para 48%, tendo a participação do Estado nas ações com direito a voto experimentado uma elevação de 57% para 64%.

13 Não é trivial a compreensão sobre o balanço entre “proteção” e “solicitação” que rege a relação entre o governo e a Petrobras. Embora o monopólio legal tenha sido extinto em 1995, a Petrobras nunca perdeu sua posição monopolista, sendo em março de 2011 responsável por 93,6% da produção nacional de óleo e gás natural (em barris equivalentes). Se essa posição reflete, em parte, tratamento especial a esta empresa, como agora acontece no NMR, é flagrante que a Petrobras vive constrangimentos em termos de eficiência para atender às solicitações do governo, como o congelamento dos preços domésticos dos combustíveis em um cenário, como o de agora (maio/2011), de elevação da cotação internacional do petróleo.

um custo social elevado, na medida em que a taxa de juros de captação desses financiadores é a dos títulos públicos brasileiros (variando em 2011 de 11% a 15% ao ano conforme o indexador) enquanto a taxa de juros do financiamento (Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP) acompanha as taxas internacionais (de 6% a.a.);

- iv) com a vedação, ou restrição, à atuação das empresas internacionais em países que detêm parte substantiva das reservas mundiais (Arábia Saudita, Irã e Venezuela), somado ao processo de esgotamento do óleo leve e barato saudita, a participação do capital internacional no financiamento de E&P no Brasil, expressiva desde a abertura setorial em 1995, tende ao crescimento e pode ser potencializada com a eliminação da exigência de a Petrobras participar obrigatoriamente com 30% de todos os contratos sob o RPP, sem que isso signifique perda da soberania no controle das reservas.

Uma vez realizadas as descrições genéricas acerca da questão do financiamento, nas seções seguintes dar-se-á maior atenção aos dois primeiros objetivos do NMR (a criação do RPP e a criação do FS), em função do grau de vinculação desses instrumentos com os principais desafios para fazer convergir a riqueza do petróleo com o efetivo desenvolvimento socioeconômico do país.

3.1 O Regime de Partilha de Produção

O Regime de Partilha de Produção¹⁴ (RPP) é a única forma de licitação possível para as jazidas situadas no polígono do *pré-sal* (legalmente determinado) e para aquelas jazidas definidas pelo governo como pertencentes às *áreas estratégicas*.¹⁵ O Regime de Concessão (RC), trazido pela Lei n. 9.478/1997, aplica-se aos contratos já celebrados e aos contratos vindouros localizados fora do polígono do *pré-sal* e das áreas estratégicas.

A opção pelo RPP construiu-se, sobretudo, a partir da compreensão governamental de que os riscos exploratórios (*i.e.*: as chances de furar um poço seco) no polígono do *pré-sal* e nas áreas estratégicas são bem menores do que nas demais áreas exploratórias, sendo, dessa forma, o RC (o único até então vigente) incapaz de garantir a justa participação do governo no rateio dessa riqueza. Uma opção,

14 *Partilha de produção*: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, nas condições e nos prazos estabelecidos em contrato (Lei n. 12.351/2010, art. 2º, I).

15 *Área estratégica*: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (Lei n. 12.351/2010, art. 2º, V).

que, como visto na seção 2, corrobora com o entendimento de que a renda petrolífera deve ser entendida como riqueza pertencente à sociedade brasileira.

Na instituição do RPP, há também uma opção, declarada, de ampliação da soberania nacional, dado que nesse regime o petróleo e o gás extraídos pela contratada continuarão pertencendo ao governo federal. Este, por sua vez, autoriza que parte da produção cubra os custos (no jargão: *cost oil*) arcados pela contratada, sendo o excedente em óleo¹⁶ (no jargão: *profit oil*) repartido nas parcelas pública e privada, conforme Figura 2.

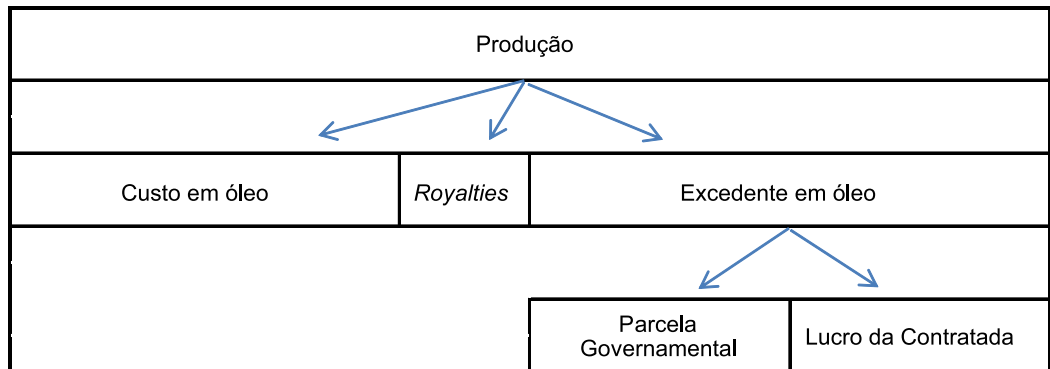


DIAGRAMA 1

ESQUEMA DE REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO SOB O RPP

Fonte: elaboração do autor

3.2 O government take *sob o regime de concessão e sob o regime de partilha da produção*

Para o esclarecimento desse debate, importa confrontar a parcela governamental nos dois regimes existentes. Tal comparação não expressa, contudo, resultados consagrados, seja pelas diferenças metodológicas embutidas nas várias formas de calcular a participação governamental, seja em função do fato de não haver, ainda, uma experiência concreta de licitação pelo RPP que demonstre o percentual do excedente em óleo da União (percentual objeto do próprio processo licitatório, respeitado o percentual mínimo determinado pelo Ministério de Minas e Energia).

Apesar dessas dificuldades, pode-se expor, resumidamente, o conjunto das participações governamentais previstas nos dois regimes (concessão e RPP) e,

16 *Excedente em óleo*: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 (Lei n. 12.351/2010, art. 2º, III).

posteriormente, lançar mão de alguns estudos estimativos. No RC, adotam-se as seguintes participações governamentais:

- i) **bônus de assinatura:** terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato (Lei n. 9.478/1997, art. 46);
- ii) **royalty:** cuja alíquota é de 10%, podendo ser redutível a um mínimo de 5%, com pagamentos mensais incidentes sobre o valor da produção (Lei n. 9.478/1997, art. 47);
- iii) **participação especial:** paga somente pelos campos de elevada produção, com alíquota variável entre 0% e 40%, com pagamentos trimestrais incidentes sobre a receita líquida da produção (Lei n. 9.478/1997, art. 50) – esta compensação assemelha-se ao conhecido *windfall profit tax*, utilizado por vários países produtores;
- iv) **pagamento pela ocupação ou retenção de área:** a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco.

No RPP são suprimidos as participações especiais e o pagamento pela ocupação ou retenção de área, instituindo-se em seu lugar a fração governamental do excedente em óleo. Do ponto de vista fiscal e tributário, tanto a participação especial (PE) do RC quanto a participação governamental no *profit-oil* (PO) do RPP são referenciadas em uma base de receita líquida (ou lucro), diferindo apenas pelo fato de a primeira obedecer atualmente a uma escala progressiva de alíquotas, baseadas em faixas de produção, invariáveis com a rentabilidade, enquanto a segunda terá sua “alíquota” fixada em cada contrato de partilha no maior valor ofertado em cada licitação.

Teoricamente, portanto, ambas as formas de participação governamental são *proxies* imperfeitas do IRP descrito na seção 2 independentemente do nome que possuam ou de sua natureza jurídica.

Contudo, como as alíquotas da PE estão congeladas por um decreto de 1998, que foi calibrado em outro cenário de preço internacional de petróleo e riscos, é provável que a participação governamental no excedente em óleo da partilha deverá ser fixada em um patamar mínimo equivalente hoje à taxa marginal máxima dos contratos de concessão (40%).¹⁷

Com vistas a calcular o *government take* sob os dois regimes, estas participações (*royalties* e PE ou PO) devem ser acrescidas dos tributos e das contribuições de âmbito federal que incidem sobre o lucro, quais sejam: o Imposto de Renda

17 Atualmente, a alíquota efetiva média paga pelos campos petrolíferos a título de participação especial oscila em torno de 20%, conforme relatórios trimestrais da ANP.

(IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), além dos dividendos da União e do BNDES sobre os lucros da Petrobrás.¹⁸

A Tabela 1 apresenta algumas estimativas reportadas na literatura ou em relatórios oficiais para o *government take* brasileiro sob o RC, com referências mínimas sobre as hipóteses assumidas pelos modelos. Nota-se que, a despeito de métodos e premissas bastante heterogêneos, os estudos resultam em percentuais não muito díspares, gravitando em torno de 57%.

Esses percentuais do *government take*, calculados para o RC brasileiro vigente, podem ser confrontados com aqueles percentuais característicos dos regimes fiscais de partilha de produção ou mistos, como exposto na Tabela 2, tomando como base o documento Alberta Energy (2009).

Embora longe de ser conclusivo, dadas as diferenças entre os regimes comparados e nos métodos subjacentes às metodologias expostas na Tabela 1, que, por sua vez, diferem daquela utilizada na feitura da Tabela 2, o cotejamento entre os diferentes percentuais de *government take* parece corroborar a hipótese de que a assunção do RPP poderá garantir ao governo brasileiro maior participação na distribuição da riqueza do setor de petróleo e gás.

TABELA 1
GOVERNMENT TAKE NA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO PETROLÍFERA BRASILEIRA,
SOB O RC, SEGUNDO ESTUDOS SELECIONADOS

Fonte	Cenário/premissas básicas	Preço barril	Government take estimado
Barbosa; Gutman (2001)	Campo de 1 bilhão de barris; custos exploratórios elevados	US\$ 25,0	58,4%
Gandra (2006)	Módulo de produção fictício, plataforma semissubmersível com capacidade de produção de 180 mil barris/dia	US\$ 30,0	48,4%
BNDES (2009)	Campo hipotético em águas profundas com grande volume de produção	US\$ 30,0	61,0%
		US\$ 70,0	58,0%
Alberta Energy (2009)	Campo de pequena produção em águas profundas; óleo convencional	Preço ajustado à TIR*	60,0%
Lucchesi (2011)	Campo de 500 milhões de barris; curva de produção padrão	Preço ajustado à TIR*	59,0%

Fonte: elaborado pelos autores

Nota: * TIR: Taxa Interna de Retorno Pré-Definida.

18 Atualmente, após a capitalização da Petrobras, a União e o BNDES acumulam juntos cerca de 48% do capital social da Petrobras, fazendo jus a essa proporção dos dividendos.

TABELA 2
GOVERNMENT TAKE SOB RPP OU REGIMES HÍBRIDOS

Pais	Regime fiscal	Government take (%)	Características
Venezuela	RPP	88	CEP; OP;T; BCP
China	RPP	71	CPP;OC;MCP
Rússia	RPP	69	CEP; CG; T; MCP
Angola	RPP	60	CPP; OC;S;ECP
Cazaquistão	RPP e RC	82	CEP;T;BCP
Nigéria	RPP e RC	62	CPP; OC; MCP
Argéria	RPP e RC	72	CEP;OC;MCP

Fonte: elaboração do autor, *apud* Alberta Energy (2009)

Nota: RPP: Regime de Partilha de Produção; RC: Regime de Concessão (*royalties* e outros tributos); CPP: Campo de Pequena Produção; CEP: Campo de Elevada Produção; OP: Óleo Pesado; OC: Óleo Convencional; CG: Campo de Gás; T: Campo Terrestre; S: Campo *Offshore*; BCP: Baixo Custo de Produção; MCP: Médio Custo de Produção; ECP: Elevado Custo de Produção.

Outra forma mais esquemática de comparar os dois regimes é reproduzir a “cadeia” de tributação de um barril de petróleo com base em algumas hipóteses paramétricas gerais (e não específicas para um tipo de campo de petróleo, como na literatura especializada), aplicar as alíquotas vigentes na legislação do RC e hipóteses para as do RPP a fim de simular a participação governamental no lucro do setor, o que fazemos na Tabela 3.

As simulações partiram das seguintes hipóteses: preço do barril a US\$ 100 e custos dedutíveis de produção de US\$ 30; *royalties* de 10% em RC e 15% em RPP (conforme previsto no PLP n. 8.051/2010); alíquota média de 20% para a PE e 50% de participação governamental sobre o PO.

É importante observar que, embora possuam naturezas jurídicas e contratuais bastante distintas, tanto a participação especial do RC quanto o excedente em óleo entregue à União no RPP apresentam repercussões tributárias semelhantes. Ambos são dedutíveis, por exemplo, do lucro contábil sobre o qual incidem as alíquotas de IRPJ e CSLL. Devido à maior magnitude dos *royalties* e do *profit-oil* estatal no regime de partilha, as deduções também são maiores, de modo que o imposto de renda e a contribuição social recolhidos por unidade de barril serão menores, bem como os eventuais dividendos da Petrobras.

Em proporção do lucro bruto (receita menos custos), a Tabela 3 indica que a participação governamental pode crescer de 55% (= 38,3/70,0) no RC para 74% (= 51,8/70,0) no RPP, sem considerar o impacto dos dividendos da Petrobras, que

dependerá da participação da estatal nos contratos a serem licitados. Nos contratos em que a Petrobrás tem 100% de participação, o *share* governamental crescerá de 76% no RC para 87% no RPP, segundo o modelo simplificado que simulamos.

Como tais simulações são altamente dependentes das hipóteses para preço e custo, os resultados obtidos devem ser interpretados em termos ilustrativos. De qualquer forma, os valores obtidos estão bastante aderentes à realidade. Exemplo: com um custo médio de 30% sobre o preço do barril, como considerado, uma alíquota efetiva de 20% da PE rende uma receita 20% mais alta do que a dos *royalties*, o que se aproxima da relação atual.

TABELA 3
SIMULAÇÃO DE TRIBUTAÇÃO DA RENDA DO PETRÓLEO

Regime	Concessão (Roy=10%;PE=20%)	Partilha (Roy=15%;PO=50%)
Receita bruta por barril (A)	100	100
<i>Royalties</i> (B=10%ou15%*A)	10	15
Outros Custos (C)	30	30
Receita líquida (D=A-B-C)	60	55
PE (E=20%*D)	12	-
<i>Profit-oil</i> (E=50%*D)	-	27,5
Lucro Líquido (F=D-E)	48	27,5
Imposto Renda (G=25%*F)	12	6,88
CSLL (H=9%*F)	4,32	2,48
Lucro Final (I=F-G-H)	31,68	18,15
Dividendos (J=48%*I)	15,21	8,71
<i>Gov. Take s/ dividendos</i> (L=B+E+G+H)	38,32	51,85
GT/(A-C)	55%	74%
<i>Gov. Take c/ dividendos</i> (L=B+E+G+H+J)	53,53	60,56
GT/(A-C)	76%	87%

Fonte: elaboração do autor

Dado que essas participações governamentais são partilhadas de modo desigual entre as esferas de governo, destacando-se o fato de que a nova parcela estatal do *profit-oil* será exclusivamente da União e será deduzida da base de cálculo de

um imposto partilhado (o IR), é de esperar que o novo regime amplie a fatia da União no conjunto de receitas originadas da atividade petrolífera, desde que mudanças na legislação não venham a ser aprovadas no Congresso com o intuito de promover a descentralização dessas receitas.

Contudo, é importante considerar que mudanças sob o regime de concessão também podem produzir efeitos semelhantes, como seria o caso, por exemplo, de uma ampliação da participação especial do petróleo ou dos *royalties*. Qualquer aumento dessa natureza implica redução da base de cálculo do imposto de renda, tributo este dividido com estados e municípios por meio dos fundos de participação na razão de 45%.

Outro impacto que deve ser considerado é sobre o lucro da Petrobras e, indiretamente, sobre seu plano de investimentos. Atualmente, embora o *government take* do RC esteja relativamente baixo em comparação com outros países,¹⁹ o fato de a renda econômica estar sendo absorvida por uma estatal minimiza a perda social, mesmo considerando que esta apresente mais de 50% de seu capital social nas mãos privadas.

A explicação é a seguinte: desde 2003, conforme pode ser observado nos balanços da Petrobras, cerca de 65% dos lucros da empresa têm sido retidos para reinvestimento. Dessa forma, impede-se que a renda econômica seja absorvida pelos acionistas privados nessa fase de grandes investimentos.

O problema é que, no longo prazo, caso o regime de tributação do RC não seja revisto, parte considerável do lucro sob concessão acabará vazando para o setor privado, exigindo que se pense desde já em alternativas tributárias para evitar que isso ocorra, o que será feito na próxima subseção.

3.3 O *government take* no período de transição entre o regime de concessão e o regime de partilha

Como visto na introdução, para que se inicie a produção sob o regime de partilha, seria razoável um lapso temporal de ao menos dez anos, sendo ainda mais distante o momento em que os volumes extraídos sob este novo regime se tornem substantivos e gerem renda.

19 Numa comparação realizada em estudo do FMI de autoria de Goldsworthy e Zakharova (2010), o Brasil desponta com a menor taxa de tributação sobre a renda do petróleo, entre 50% e 60%, bem como com o menor nível de progressividade em relação ao preço do petróleo. Ou seja, enquanto na maioria dos países produtores de petróleo o percentual tributado é mais alto e cresce com o aumento do preço internacional, no Brasil esse percentual é baixo e praticamente não cresce com o preço. Isso significa que o país não aproveitou o recente ciclo de aumento do preço internacional do petróleo para aumentar a renda do setor público, como fizeram outros países.

Durante desse hiato, observa-se, contudo, ainda que consideremos superestimadas as previsões consideradas, uma elevação sustentada da produção sob o RC, conforme o Gráfico 1. Essas projeções exigem, pois, a proposição de alternativas para elevação do *government take* ao longo do referido lapso temporal, sob pena de a renda econômica gerada esvaír-se.

Antes de tudo, é importante perceber que o Brasil não estaria isolado numa eventual tentativa de adequar o regime fiscal do setor petrolífero às novas circunstâncias da sua economia doméstica (o pré-sal) e da economia internacional (o *boom* das *commodities*, incluindo o petróleo). Desde 1999, pelo menos 28 países produtores de petróleo também já modificaram seus sistemas de tributação ou os contratos com as companhias petrolíferas para aumentar a parcela do Estado nos lucros do setor, segundo levantamento realizado em 2008 pela consultoria Wood Mackenzie. Tal processo de renegociação (em muitos casos unilateral), segundo Daniel e Sunley (2010), ocorreu a despeito de cláusulas de estabilidade fiscal previamente embutidas nos contratos, principalmente nos países cujo regime fiscal era pouco progressivo e, portanto, pouco sensível às mudanças que verificamos no preço do petróleo na última década.

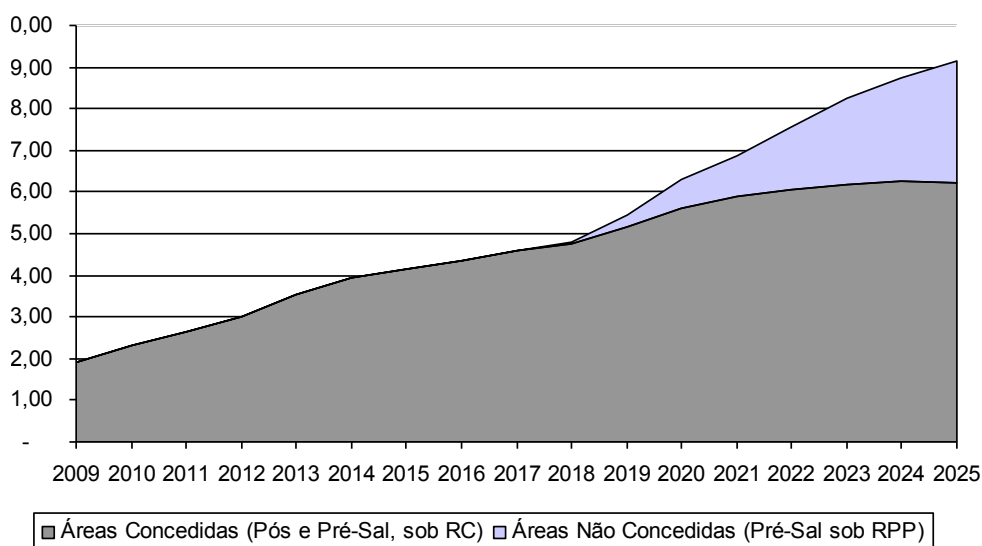


GRÁFICO 1

PRODUÇÃO ESTIMADA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.

EM MILHÕES DE BARRIS ÓLEO EQUIVALENTE POR DIA (MMBOEPD)

Fonte: GOBETTI (2010)

Nesse sentido, consideraremos, ainda que sinteticamente, três alternativas, baseadas nas principais proposições que podemos recolher deste debate. Uma primeira alternativa seria a elevação da participação especial, cuja alíquota média

atual, como já mencionado anteriormente, está em torno de 20% sobre a Receita Líquida dos campos de elevada produção. Tal elevação poderia concretizar-se de duas maneiras distintas, ou mediante uma combinação destas: i) pela via da elevação das alíquotas (hoje variando, segundo o volume de produção em “isenta”, 10%, 20%, 30%, 35% e 40%);²⁰ ii) pela via da redução da fronteira de isenção, o que teria o condão de ampliar o número de campos pagadores de PE.

De fato, o Decreto n. 2.705/1998, que rege a base de cálculo e a incidência da PE, não incorpora o preço dos hidrocarbonetos como uma variável para a faixa de isenção ou para a determinação da alíquota. Isso significa que a progressividade implícita na PE resume-se ao volume de produção.

No ano de 1998, data da promulgação do referido decreto, o preço do barril (Brent Dated) orbitava em torno de US\$ 15. Imaginemos, portanto, à época, um campo petrolífero marítimo isento, segundo os termos do Decreto, com produção de 20 mil barris por dia, gerando uma receita bruta diária de US\$ 300.000,00. Com a elevação do preço do barril, de fato ocorrida, para valores, digamos, de US\$ 80/barril, um campo de idêntica produção geraria uma receita bruta de US\$ 1,6 milhão, estando, contudo, ainda isento. Esse exemplo mostra que, certamente, a não consideração da variação do preço diminui a progressividade do instrumento fiscal, sobretudo em conjunturas onde há um descolamento entre o preço e os custos de produção.

Essa solução (revisão da PE), contudo, tem sua concretização dificultada por duas razões. Primeiramente seria provocadora de um sério contencioso, dado que os contratos de concessão firmados sob o RC referiam-se à forma estipulada pelo Decreto n. 2.705/1998 para o cálculo da PE.

Adicionalmente a essa dificuldade, têm-se os desdobramentos sobre a repartição vertical do *government take*, no sentido, não desejável, de reduzir a parcela da União no referido rateio em benefício de poucos entes subnacionais, beneficiários da PE, principalmente ao considerar a proposta apresentada por senadores da República de que o adicional de receita fosse direcionado aos estados e municípios não produtores para tentar resolver o impasse no Congresso em torno da divisão dos *royalties*.

Ao elevar-se a PE, diminui-se a base de cálculo sobre a qual incide o Imposto de Renda e a CSLL devidos pelas concessionárias. De outra forma, sendo a Petrobras a quase exclusiva pagadora de PE, a União experimentaria ainda uma redução de sua parcela na distribuição dos dividendos realizada por esta empresa. Para cada aumento de R\$ 1 bilhão na PE, estima-se redução de outras receitas fiscais na ordem de R\$ 657 bilhões (R\$ 340 bilhões de IRPJ/CSLL e R\$ 316,8 bilhões de dividendos potenciais).

²⁰ Ver Decreto n. 2.705/1998.

A segunda alternativa seria elevar a alíquota da CSLL aplicada ao setor petrolífero, seguindo o mesmo procedimento adotado em relação ao setor financeiro, que teve sua tributação ampliada de 9% para 15%. Cabe aqui observar que a alternativa de elevar a alíquota do IRPJ para as petroleiras, que talvez tivesse maior apoio político, em virtude de tal imposto ser partilhado com estados e municípios, não está sendo considerada aqui porque a Constituição brasileira proíbe a diferenciação de alíquotas deste imposto por setor econômico, como – diga-se de passagem – fazem outros países (Noruega e Reino Unido).

Note-se ainda que a alternativa de elevar a CSLL tem impacto praticamente idêntico à PE sobre o lucro das petroleiras, mostrando que a lógica jurídica por trás da posição de que o Decreto n. 2.705/1998 não pode ser alterado para os atuais contratos é absolutamente formal e desprovida de sentido econômico.

A terceira alternativa a ser considerada seria a imposição do Imposto de Exportação sobre a comercialização dos hidrocarbonetos. Uma imposição que, em cumprimento da boa prática tributária, deve ser construída com base em um sistema progressivo, assumindo alíquotas diferenciadas para diferentes faixas de preço do petróleo, em sintonia com os sistemas tributários baseados no *price cap*. Tal alternativa, a um só tempo, atenderia aos objetivos sustentados na segunda seção, de ampliação do *government take*, bem como contribuiria para esterilizar, *ex-ante*, o efeito de sobrevalorização cambial, associado à posição esperada do Brasil de grande exportador, sobrevalorização esta apontada como principal fator para a manifestação da “maldição dos recursos naturais”, uma vez que comprometeria a competitividade da base exportadora do país, como será mais detalhado na sequência deste estudo.

Vários países produtores de petróleo adotam atualmente impostos de exportação sobre o petróleo como mecanismo de capturar a renda econômica excedente gerada pelos aumentos dos preços internacionais, destacando-se o caso da Argentina e da Rússia. Na Argentina, a tributação foi calibrada de modo que todo valor acima de US\$ 42 é absorvido pelo imposto; na Rússia, por sua vez, adota-se uma escala progressiva de alíquotas, que chega a 65% para toda parcela acima de US\$ 25 por barril.

Abaixo, simulamos o efeito das três alternativas aqui apresentadas de elevação da tributação sobre o *government take* e sobre a partilha federativa, sintetizados na Tabela 4. Para o caso do imposto de exportação, realizamos inicialmente uma projeção para os volumes exportados considerando as estimativas de produção do Ministério de Minas e Energia e as estimativas próprias para a evolução do consumo de petróleo, baseadas na taxa de crescimento da última década. Com isso, vislumbramos um cenário no qual a proporção de petróleo exportado cresceria dos 16% atuais para pouco mais de 50% em 2020.

Assumindo, então, que 50% da produção de petróleo passe a ser exportada no médio prazo, o estabelecimento de um imposto de exportação de apenas 10% em média (alíquota fixada nesse patamar apenas para fins ilustrativos) é a alternativa que, ao mesmo tempo, proporciona o menor aumento do *government take*, mas maior ampliação de receitas nas mãos da União em comparação com as alternativas de elevação da CSLL (de 9% para 15%) e da PE (de 20% para 30%).

Claro está que um imposto de exportação progressivo geraria então os maiores benefícios fiscais líquidos para a União e com menor impacto sobre a lucratividade do setor.

Essa questão remete ao tema da seção 4: o quão desejável é a centralização dos recursos petrolíferos? A polêmica que se trava no Congresso em torno da distribuição dos *royalties* do petróleo revela que ambos os lados da disputa – os estados produtores e os não produtores – desejam descentralizar os frutos do pré-sal, divergindo apenas na forma: restrita ou ampliada. Tanto é assim que, para garantir o acordo político em torno do tema, o governo federal foi forçado a abrir mão de uma parcela de sua fatia sobre os *royalties* e participações especiais, que é de 40% em média, inferior, portanto, ao que é distribuído a estados e municípios.

TABELA 4

SIMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE MUDANÇAS NA TRIBUTAÇÃO SOB CONCESSÃO:

Alíquotas atuais	Cenário 1 = Atual	Cenário 1 = Aumento de PE p/ 30%	Cenário 2 = Aumento de CSLL p/ 15%	Cenário 3 = Imposto de exportação 10%
Receita bruta por barril (A)	100	100	100	100
Receita de exportação (A1=50%*A)	50	50	50	50
Royalties (B=10%*A)	10	10	10	10
Imp Exp (B1=10%*A1)	0	0	0	5
Outros Custos (C)	30	30	30	30
Receita líquida (D=A-B-C)	60	60	60	55
Part.Especial (E=20%*D)	12	18	12	11
Lucro Líquido (F=D-E)	48	42	48	44
Imposto Renda (G=25%*F)	12	10,5	12	11
CSLL (H=9%*F)	4,32	3,78	7,20	3,96
Lucro Final (I=F-G-H)	31,68	27,72	28,80	29,04
Dividendos (J=48%*I)	15,21	13,31	13,82	13,94

continua ►

Alíquotas atuais	Cenário 1 = Atual	Cenário 1 = Aumento de PE p/ 30%	Cenário 2 = Aumento de CSLL p/ 15%	Cenário 3 = Imposto de exportação 10%
<i>Government-take</i> (L=B+E+G+H+J)	53,53	55,59	55,02	54,90
Federal (=30%*B+50%*E+55%*G+H+J)	35,13	34,86	36,62	37,45
Estadual & Municipal	18,40	20,73	18,40	17,45
FPM+FPE (=8,75%*B+45%*G)	6,28	5,60	6,28	5,83
Confrontantes & Afetados	12,13	15,13	12,13	11,63

Fonte: elaborado pelo autor

4 Centralização versus descentralização dos royalties: o dilema federativo

Não se pode afirmar, rigorosamente, que o novo marco regulatório esteja implementado, dado que a questão da distribuição das rendas petrolíferas entre União, estados e municípios está indefinida.

O projeto de lei que deu origem à Lei n. 12.351/2010, que instituiu o RPP, sofreu o veto presidencial no artigo n. 64, o qual tratava da distribuição das rendas petrolíferas, trazendo a proposição de um novo, e radicalmente diferente, rateio daquelas rendas auferidas nos campos em produção, e daquelas rendas que serão originadas pelos campos que vierem a produzir sob o RPP.

A lacuna deixada pelo veto presidencial significa, objetivamente, que ainda não é possível promover licitações nas áreas do pré-sal ou estratégicas, tanto que essas áreas foram excluídas da licitação de blocos autorizada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para ser realizada em 2011 pela ANP.

Com o objetivo de cobrir a ausência de regulação sobre o tema, o governo federal encaminhou ao Congresso Nacional um projeto de lei (PL n. 8.051/2010), em discussão, que determina a alíquota dos *royalties* em 15% sobre o valor da produção, propondo uma repartição das rendas petrolíferas apenas para o RPP, deixando intactas as regras vigentes de distribuição das rendas petrolíferas atuais. Contudo, é a distribuição atual das rendas petrolíferas entre estados e municípios – e não aquela que vier a ocorrer sob o RPP – que está provocando grande tensão na disputa federativa nacional, que não só ameaça a implementação do RPP, mas pode exigir uma reforma tributária mais ampla.

Não sendo possível apresenta nesta monografia, em detalhes, o complexo debate acerca da distribuição das rendas do petróleo, destacam-se duas principais tensões que podem comprometer a vinculação dessas receitas com a promoção da justiça intergeracional. Ao tratar do rateio vertical das rendas petrolíferas, deve ser entendida como crucial a definição do *quantum* destinado ao governo federal, dado seu potencialmente maior alcance articulador e coordenador de políticas de mais longo prazo, como, por exemplo, de promoção de investimentos em infraestrutura produtiva e na capacidade de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de fontes renováveis de energia.

4.1 *O que a experiência internacional nos ensina?*

Apesar de o tema da partilha das rendas petrolíferas ser controverso, a literatura de federalismo fiscal tende majoritariamente a reconhecer a superioridade do governo central em gerir as receitas da atividade petrolífera (BROSIO, 2003; ANDERSON, 2011), tendo em vista que:

1. a distribuição extremamente desigual dos reservatórios de petróleo no território nacional e na plataforma continental pode ampliar significativamente as disparidades regionais se os governos subnacionais controlarem os tributos e/ou concentrarem a maior parte das receitas;
2. se os recursos do petróleo se tornam muito expressivos, seu gerenciamento precisa ser integrado em um arranjo macroeconômico mais amplo, que envolve um conjunto de políticas que fogem da alçada das autoridades subnacionais;
3. é mais fácil para o governo federal, com sua base tributária diversificada e acesso mais fácil ao mercado de capitais, enfrentar a volatilidade do preço do petróleo e seus impactos sobre as receitas fiscais. Dito de outra forma, os governos subnacionais precisam de maior estabilidade em suas receitas que o governo federal, seja porque têm menor base tributária e limites mais estreitos para se endividar, seja porque seus gastos são fortemente dominados pelas áreas de saúde e educação.

Contudo, a literatura também reconhece que a opção das federações por maior ou menor grau de centralização (ou descentralização) dos recursos naturais tem menos a ver com argumentos filosóficos e técnicos e mais com a história e a cultura de cada uma, bem como com as forças políticas que atuam na sociedade e com o peso do setor petrolífero na economia (ANDERSON, 2011).

As mais antigas constituições federais, que datam dos séculos XVII e XX, foram escritas antes da era do petróleo, quando os recursos do subsolo eram ignorados ou de interesse apenas local, e tenderam a conceder seu controle às unidades

federadas, inclusive porque essas federações foram formadas frequentemente pela união de colônias e estados independentes – caso da Argentina, Austrália, Canadá e Estados Unidos.

Por sua vez, as constituições modernas, particularmente aquelas que refletem uma revolução nacional ou a emergência de colônias do século XX, tendem a se caracterizar por um forte controle do governo central sobre o setor petrolífero, como no México e na Venezuela, países onde as regiões produtoras não recebem praticamente nenhum benefício fiscal especial, mesmo quando a produção ocorre em terra. Este, aliás, é um traço característico de praticamente todas as “petrofederações”, países nos quais a indústria petrolífera cumpre um papel primordial na política e na economia nacional. Nesses países, fortemente dependentes do petróleo, os recursos tendem a ser gerenciados e concentrados no governo central, mesmo quando as constituições eventualmente atribuem a propriedade formal do petróleo aos governos subnacionais, como no caso da Malásia, ou seja, em tese a propriedade pode ser das províncias, mas de fato os recursos são apropriados pela esfera federal de governo.

Além disso, as constituições podem ser interpretadas de modo diferente ao longo do tempo, bem como podem ser alteradas, de acordo com os interesses em jogo. Na Rússia, por exemplo, depois de uma curta fase de descentralização que se seguiu ao processo de transição à democracia nos anos 1990, a Constituição foi emendada progressivamente para restabelecer o controle central sobre as atividades e as rendas petrolíferas no período recente.

Na Nigéria, decretos presidenciais durante o regime militar, que prevaleceu no país durante a maior parte dos anos 1970, 1980 e 1990, limitaram à produção em terra o princípio constitucional da Primeira República, de descentralização das receitas petrolíferas (a exemplo do Brasil, onde a Constituição também prevê compensação a estados e municípios tanto pela produção *onshore* quanto pela *offshore*). Na fase democrática mais recente, ante a pressão das províncias confrontantes com os poços de petróleo do Delta do Níger por uma fatia das receitas *offshore*, a Suprema Corte nigeriana emitiu duas decisões contraditórias sobre o tema: a primeira em 2002, aceitando a interpretação governamental de que apenas as receitas da produção terrestre deveriam ser repartidas com as regiões produtoras; e a segunda em 2005, quando validou uma nova lei federal que cedia às províncias confrontantes uma fatia especial das receitas, gerando múltiplos protestos das demais províncias.

No Canadá, da mesma forma, embora a Suprema Corte tenha decidido em 1984 que as áreas de produção *offshore* estão sob a jurisdição federal e não provincial (ao contrário da produção *onshore*), menos de dois anos depois o governo federal também foi forçado pelas províncias de Newfoundland e Nova Escócia a

firmar um acordo político pelo qual lhes cedeu o direito de receber *royalties* e cobrar, por conta própria, imposto de renda (IR) sobre a atividade desenvolvida em alto-mar. Assim, não só temos distintos arranjos federativos em torno das rendas petrolíferas, como esses arranjos estão submetidos a tensões políticas e sociais e podem ser modificados ao longo do tempo, dependendo dessas forças e do peso que o setor petrolífero assume.

4.2 O modelo de distribuição das rendas petrolíferas no Brasil

O atual modelo de distribuição de *royalties* e participação especial, que confere preponderantemente a estados e municípios produtores e confrontantes cerca de 60% das receitas arrecadadas pela União, foi concebido originalmente em 1985, numa fase de redemocratização e descentralização fiscal, quando a produção de petróleo (sobretudo em mar) era insignificante (oito vezes menor do que hoje).²¹

Quanto ao rateio horizontal, vale ressaltar que o atual modelo embute um forte *determinismo físico* que privilegia estados e municípios em função da proximidade com os poços/campos produtores na plataforma continental. Por vezes, de fato, municípios próximos às áreas de produção são fortemente impactados, contudo não são poucos os casos em que municípios litorâneos, sem instalação portuária ou qualquer outro equipamento que atenda à indústria petrolífera, recebam volumes expressivos de rendas petrolíferas. Ironicamente, há um conjunto significativo de municípios cuja única vinculação com o setor petróleo resume-se ao fato de receberem *royalties*.

Tal *determinismo físico*, presente nas regras de rateio das rendas do petróleo, tem como consequência deletéria o sobrefinanciamento de unidades territoriais, o que tem redundado em desperdício de recursos públicos (sobretudo no nível municipal) e um elevado custo de oportunidade ao interditar uma distribuição mais equânime da riqueza. O fato de um único município (entre os 5.565 municípios brasileiros) concentrar 20,8% de todas as rendas petrolíferas destinadas à esfera municipal pode traduzir o tamanho da indignação dos não beneficiários em relação às regras atuais de divisão da receita. Tal reação vem sedimentando uma campanha nacional para a pulverização territorial das rendas do petróleo, de forma que todos os estados e municípios recebam, independentemente de suas localizações, uma parcela destas.

21 É desse ano a primeira lei que concedeu os *royalties* do petróleo extraído em mar aos estados e aos municípios, adotando como critério principal a confrontação com os poços petrolíferos.

TABELA 5
DISTRIBUIÇÃO ANUAL DAS RENDAS DO PETRÓLEO
(ROYALTIES + PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS), 2010.
EVIDÊNCIAS DE CONCENTRAÇÃO ESPACIAL

Beneficiário	US\$ Bilhão	%	
Brasil	12,27	100,0%	
União	4,91	40,0%	
Estados (27 Estados)	4,41	36,0%	100,0%
Estado do Rio de Janeiro	3,64	82,5%	
Municípios (5.565 municípios)	2,95	24,0%	100,0%
Municípios do Estado do Rio de Janeiro (92 municípios)	1,90	64,6%	
Município do Estado do Rio de Janeiro que mais recebe rendas do petróleo (município de Campos dps Goytacazes)	0,61	20,8%	

Fonte: elaboração do autor com base em dados da ANP (www.anp.gov.br)

A Tabela 5 sintetiza alguns indicadores que evidenciam o grau de concentração territorial das rendas do petróleo, na qual se destaca: a posição do Estado do Rio de Janeiro (RJ), responsável por 82,5% do total das rendas petrolíferas destinadas aos estados da Federação, e os municípios do Estado do Rio de Janeiro, que, reunidos, detêm 64,6% da distribuição das rendas petrolíferas destinadas aos municípios.

Tal padrão de superconcentração regional tornou-se insustentável diante das perspectivas de incremento considerável das receitas petrolíferas bem como dos desafios macroeconômicos e intergeracionais colocados pelo pré-sal. Nesse sentido, é mister que se busque modernizar a Lei do Petróleo e alterar as regras de distribuição dos *royalties*, mas falta uma perspectiva estratégica no debate e no embate entre os estados produtores e os não produtores.

Em nenhum momento, por exemplo, pensou-se em aprimorar os critérios que normatizam a utilização dos recursos por parte de estados e municípios ou de criar mecanismos de poupança intergeracional como os criados pelo governo federal por meio do Fundo Social. Pelo contrário, o objetivo manifesto de governadores e prefeitos é como antecipar as receitas do pré-sal para poder gastá-las desde já, perdendo de vista os riscos que tal padrão de comportamento pode provocar não só para as finanças locais, mas também, se for generalizado, para o equilíbrio macroeconômico.

5 O Fundo Social (FS) no contexto das políticas para combater a maldição dos recursos naturais

De natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, o FS tem como finalidade financiar programas e projetos nos seguintes campos: educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Constituem as fontes de recursos do FS (Lei n. 12.351/2010, art. 49):

- 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 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;
- VI - outros recursos destinados ao FS por lei.

Seguindo a experiência de vários fundos petrolíferos e/ou fundos soberanos, originados em países ou regiões/províncias exportadoras de petróleo, o FS combina também os objetivos de constituir uma poupança pública no longo prazo (restringindo saques sobre o principal do Fundo) e mitigar as flutuações macroeconômicas originadas das variações no valor da produção do setor petróleo e gás.

Para que se compreenda a combinação de objetivos do FS, é requerida uma apresentação, ainda que sucinta, de um fenômeno associado às economias exportadoras de recursos naturais, que o instrumento em análise visa a combater: o mal dos recursos naturais – também conhecido como doença holandesa²² ou paradoxo da abundância.

22 A Doença Holandesa tem como referência histórica o episódio, datado do final da década de 1960, da gigantesca atividade de exploração e produção de gás no Mar do Norte por companhias petrolíferas holandesas, notadamente

Segundo estudos de Ross (2003), acompanhado pelas observações de Cor-den e Neary (1982) e Van Wijnbergen (1984), o *mal dos recursos naturais* ocorre quando uma ascensão em exportações causa uma apreciação na taxa de câmbio, que por sua vez reduz a competitividade internacional do país tanto no setor agrícola quanto de indústrias de base, reduzindo o mercado empregatício nesses setores. Caso a referida apreciação cambial não seja minimizada, ou anulada, por uma política deliberada de desvalorização da moeda, o *mal* manifestar-se-ia como crescente exportação dos recursos naturais em detrimento dos demais setores da economia que tendem à estagnação.

Esse descompasso setorial pode ser reforçado também pela concentração dos gastos em *Ciência e Tecnologia* e em *Pesquisa e Desenvolvimento* no setor exportador do recurso natural, em detrimento dos demais segmentos econômicos, problema que se agrava quando não existirem políticas que promovam o adensamento e o avanço tecnológico da cadeia produtiva vinculada ao recurso natural de exportação.

Finalmente, o *mal* pode manifestar-se quando, devido ao elevado grau de dependência de uma economia em relação aos resultados da exportação de um recurso natural, severos desequilíbrios macroeconômicos são provocados pela volatilidade no valor da produção/exportação, exigindo, portanto, mecanismos especiais de estabilização macroeconômica naquela economia.

Ultrapassando os efeitos macroeconômicos, de acordo com Shultz (2004), o *mal dos recursos naturais* pode ser compreendido como o conjunto de efeitos negativos combinados que as riquezas extrativas causam sobre a economia e a política. Ao invés de beneficiá-las, causam efeitos contrários, como maior nível de pobreza, menor crescimento, desenvolvimento mais lento, corrupção e democracia frágil, posicionando esses países, ricos em recursos naturais, no final do *ranking* de inúmeros indicadores de desenvolvimento.

Em nenhum momento histórico o Brasil experimentou os efeitos desse *mal*. Antes, altamente dependente de importações petrolíferas, o Brasil, durante a década de 1970 – dos choques petrolíferos – procurou uma resposta para superar os desequilíbrios em seu balanço de pagamentos por meio do acionamento da última etapa do modelo de desenvolvimento econômico baseado na *substituição de importações*, reforçando seu parque industrial.

a Shell. A exportação de volumes imensos de gás pelas companhias holandesas produziu saldos comerciais extremamente positivos em benefício daquele país, o que provocou uma sobrevalorização da moeda holandesa, atingindo, portanto, a competitividade de outros bens exportáveis pela Holanda, impondo ao país um processo de desindustrialização. Este *Mal* não atingiu somente a Holanda, mas uma grande quantidade de países em diversos continentes e em diversos momentos históricos, valendo destacar os casos da África do Sul, da Arábia Saudita, do Azerbaijão, do Cazaquistão, de Chade, da Croácia, da Indonésia, do México, da Mongólia, do Peru, da Venezuela e de Uganda (CARVALHO; SILVA, 2006).

Com a complexidade alcançada pelo sistema produtivo brasileiro, ainda que, a partir de agora, o país entre no rol dos países exportadores de petróleo, dificilmente experimentaria a dita maldição, pelo menos não com a intensidade que atingiu os países da Opep, ou a própria Holanda, na virada dos anos 1960 para 1970, isso porque a participação do petróleo no PIB brasileiro ainda está longe de tornar o país objetivamente dependente dessas receitas.

A tarefa de precisar a contribuição do setor do petróleo na renda nacional, principalmente se o interesse for uma análise que requeira a desagregação do setor (*i.e.*: exploração, produção, refino e comercialização), carece de bases²³ e estudos atualizados. Aragão, Machado e Schaefer (2005) estimaram para 2004 a contribuição do setor ao PIB brasileiro em 8,11%, incluindo três segmentos: extração de petróleo e gás natural, refino e comércio de combustíveis, produção e distribuição de gás. Uma análise mais recente (BNDES, 2009) apontava a contribuição do setor petróleo no PIB de 12,0% para o ano de 2007.

Embora não haja estudo objetivo nesse sentido, a participação do setor petróleo na renda nacional tende para uma trajetória de crescimento, seja em função da variação do preço médio internacional do petróleo (Brent Dated), de 44,7%, entre 2007 (US\$ 72,52) e 2011 (US\$ 104,97),²⁴ seja em função da substantiva ampliação dos investimentos setoriais, como comentado anteriormente, quando se tratou de apresentar a importância da Petrobras como braço de investimento do governo federal.

Ainda que o país não possua um elevado grau de dependência em relação ao petróleo, o NMR, ao criar o FS, traduziu o desejo de neutralizar essas mazelas associadas principalmente à apreciação cambial, influência trazida pela experiência internacional em constituir fundos petrolíferos e também pelas primeiras interpretações de que o país, recentemente, esteja experimentando o fenômeno da desindustrialização, tendo como causa, entre outras, a apreciação cambial. A taxa de câmbio, sobrevalorizada, que, hoje, viabiliza a exportação das principais *commodities*, não é suportada por muitos segmentos industriais, que experimentam, portanto, um definhamento. Corrobora essa análise a observação de que os produtos básicos, entre 2005/2010, ampliaram sua participação na pauta de exportação, de 30% para 46%, enquanto os produtos manufaturados, no mesmo período, observaram uma redução de 56% para 40% (SOUZA, 2011).

É na construção dos instrumentos para evitar a chegada da doença holandesa que reside a maior fragilidade do NMR, uma vez que foi dado aos gestores do FS

23 O formato de apresentação do PIB nacional pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística não possui uma desagregação compatível com uma (posterior) agregação razoável dos segmentos que compõem o setor petróleo. Quanto às informações referentes à matriz de insumo-produto, estão disponíveis em sua versão mais atualizada para 2005.

24 Fonte: <www.anp.gov.br>. Para 2007 (média anual) e para 2011 (média 1º trimestre).

o poder discricionário para determinarem o percentual de aplicação dos recursos entre investimentos no exterior e domésticos.

Deve ainda ser considerada a dificuldade ética e política de propor uma postergação no uso das rendas petrolíferas para o enfrentamento imediato do ainda gigantesco déficit social brasileiro (saúde, educação, habitação, saneamento, reforma agrária) e da própria exigência de vultosos investimentos em infraestrutura, incluindo nesse rol aqueles necessários para uma política energética integrada à promoção da justiça intergeracional, como na ampliação da malha ferroviária, hidroviária, gasodutos, alcooldutos e da expansão da navegação de cabotagem.

Diante dessa tensão, entre a utilização das rendas petrolíferas para formação de poupança de longo prazo e seu emprego imediato em investimentos produtivos e sociais, a constituição do FS previu a possibilidade, somente por meio de lei, de utilização de um percentual (indefinido) do principal do fundo para o financiamento de programas e projetos listados no início desta seção.²⁵ O saque sobre o principal do fundo está protegido pela necessidade de uma autorização legal, evitando-se, assim, uma permissividade que poderia significar um grande risco à promoção da justiça intergeracional, pois o sucesso dos fundos petrolíferos depende de sua proteção institucional, de sua popularização, muitas vezes garantida por uma política de transparência (SHULTZ, 2004).

Esse modelo assemelha-se ao norueguês, conhecido como *bird in hand*, visto que pressupõe que apenas os rendimentos do fundo sejam sacados a cada período. Nesse sentido, é mais conservador do que modelos baseados no princípio da renda permanente, nos quais se admite um saque sobre o valor presente dos recursos que se espera extrair no futuro. Enquanto nesse caso o consumo é mantido idealmente constante em valores reais ao longo do tempo, no modelo norueguês a tendência é de crescimento, na medida em que os recursos são extraídos e convertidos em riqueza financeira.²⁶

Outra tensão que envolve a utilização dos recursos do FS é aquela que opõe gastos sociais e investimentos em capital físico. Se acompanhadas as clássicas recomendações de Hartwick (1977, p. 972), as rendas geradas por recursos não renováveis, idealmente, devem ser investidas em acumulação de bens de capital. A ideia é que a atual deixe para a geração futura capital reprodutível o suficiente para que seja mantido um padrão de vida satisfatório. Segundo Hartwick (1977), é possível manter um nível de consumo *per capita* constante no decorrer do tempo e

25 Lei n. 12.351/2010, “Art. 51. Os recursos do FS para aplicação nos programas e projetos a que se refere o art. 47 deverão ser os resultantes do retorno sobre o capital. Parágrafo único. 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”.

26 Ver Maliszewski (2009) para uma descrição completa e comparações desses modelos e suas implicações sobre as trajetórias fiscais de longo prazo.

garantir a equidade entre gerações. Para isso, a geração atual deve converter parte da renda gerada (renda de Hotelling) pela extração de recursos não renováveis em máquinas e trabalho. É a transferência de estoque de recursos não renováveis em estoques de capital reprodutível. Somente mecanismos decisórios abrangentes e transparentes poderão dar ao FS o desejado equilíbrio.²⁷

Precursor na teoria da maldição dos recursos naturais, Sachs (2007, p. 173) destaca a importância de um projeto de desenvolvimento para escapar da maldição:

O problema surge quando as receitas do petróleo são usadas preferencialmente para consumo e não investimentos públicos. A solução recai numa estratégia de investimento de longo prazo focada no crescimento. Com uma estratégia correta de investimentos, o setor exportador não-petrolífero pode ser beneficiado com o aumento das receitas de recursos naturais, e conseqüentemente é possível reverter a famosa doença holandesa gerando crescimento em setores que são centrais para o alívio da pobreza mas que são na prática não-comercializáveis (incluindo produção de alimentos), lado a lado com a depreciação da taxa de câmbio.

6 Conclusão

Ao recuperarmos, na terceira seção deste estudo o sentido da renda econômica e as especificidades da renda petrolífera, vimos que o grande desafio de qualquer sistema de tributação do petróleo consiste em dar ao Estado condições de se apropriar dessa renda adicional, evitando que ela seja incorporada ao lucro privado, gerando uma perda de capital para a sociedade como um todo. Não se trata de simplesmente tributar o lucro, como em outras atividades econômicas, mas de exercer o direito de posse sobre uma renda que, por definição, é pública.

De fato, o novo regime de partilha de produção brasileiro, aprovado em 2010, tem o condão de elevar o *government take* sobre a atividade de produção de petróleo e gás natural no Brasil, como evidenciado neste estudo. Contudo, tal elevação não será imediata, pois há um hiato temporal importante até que a exploração de novas jazidas, contratadas sob o regime de partilha, elevem de forma substantiva sua produção.

Sustentou-se, em função desse hiato, a necessidade de ampliação do *government take* com base na comparação de três alternativas, quais sejam: a elevação da arrecadação das participações especiais, uma majoração da alíquota da CSLL e a

²⁷ Vale trazer como exemplo: um plebiscito foi feito em 1999, com o intuito de o Estado do Alaska garantir autorização para utilização de parte dos rendimentos do Alaska Permanent Fund para cobrir o déficit público. Dos votantes, 83% disseram não! (MCDOWELL GROUP, 2002).

utilização de um sistema progressivo de alíquotas do Imposto de Exportação sobre a produção de petróleo e gás natural.

No cômputo final, aliando os requerimentos da boa prática tributária aos desafios vindouros de estabilidade macroeconômica de uma economia grande exportadora, foram apontadas vantagens na utilização do Imposto de Exportação, na medida em que ele serve como uma esterilização *ex-ante* de eventuais sobrevalorizações da moeda nacional.

Acertar a medida do *government take* não foi, todavia, a única preocupação que motivou este estudo. Cientes de que a partilha vertical das rendas públicas do petróleo tem importantes desdobramentos macroeconômicos, verificamos com o estudo da experiência internacional em resumo:

1. se os recursos do petróleo se tornam muito expressivos, seu gerenciamento precisa ser integrado em um arranjo macroeconômico mais amplo, que envolve um conjunto de políticas que fogem da alçada das autoridades subnacionais.
2. é mais fácil para o governo federal, com sua base tributária diversificada e acesso mais fácil ao mercado de capitais, enfrentar a volatilidade do preço do petróleo e seus impactos sobre as receitas fiscais.

Diante da finitude do recurso, deve-se valorizar a política de utilização das rendas públicas petrolíferas no sentido de promoção da justiça intergeracional. Portanto, ao se tratar do rateio vertical das rendas petrolíferas, deve ser entendida como crucial a definição do *quantum* destinado ao governo federal, dado seu potencialmente maior alcance articulador e coordenador de políticas de mais longo prazo, como, por exemplo, de promoção de investimentos em infraestrutura produtiva e na capacidade de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de fontes renováveis de energia.

Em especial no caso brasileiro, a distribuição extremamente desigual dos reservatórios de petróleo no território nacional e na plataforma continental, aliada às regras de rateio das rendas do petróleo, que acabam valorizando essa concentração espacial, tem como consequência deletéria o sobrefinanciamento de unidades territoriais, o que tem redundado em desperdício de recursos públicos (sobretudo no nível municipal) e um elevado custo de oportunidade ao interditar uma distribuição mais equânime da riqueza.

Finalmente, considerando-se uma sumária apresentação teórica sobre o mecanismo operativo do fenômeno da maldição dos recursos naturais, apontou-se que a maior fragilidade do Novo Marco Regulatório reside na construção dos instrumentos para evitar este mal, uma vez que foi dado aos gestores do Fundo

Social o poder discricionário para determinar o percentual de aplicação dos recursos entre investimentos no exterior e domésticos.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2010.

_____. **Reservas nacionais de petróleo e gás natural**. 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 04/05/2011.

ALBERTA ENERGY. **Alberta's Royalty System: jurisdictional comparison**. 2009. Disponível em: <www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/Royalty_Jurisdiction.pdf>. Acesso em: 06/05/2011.

ANDERSON, G. (Org.). **Oil and gas in federal systems**. Toronto: Oxford University Press, 2011.

ARAGÃO, Amanda P.; MACHADO, Giovani V.; SCHAEFER, Roberto. Estimativa da contribuição do setor petróleo ao PIB brasileiro: 1955 a 2004. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3º, Salvador-BA, 2005. **Anais...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo, 2005.

BARBOSA, D. H.; GUTMAN, J. **Government share and economic analysis: case study of Campos Basin**. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Buenos Aires, Argentina, 25-28 mar. 2001.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL(BNDES); BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás no Brasil**. São Paulo, 2009. Disponível em:<<http://www.bndes.gov.br/>>. Acesso em: 05/05/2011.

BOADWAY, R.; KEEN, M. **Theoretical perspectives on resource tax design**. Queen's Economics Department Working Paper, n. 1206. Kingston, Ontario, Canadá: Queen's University, June 2009 (versão atualizada). Disponível em: <http://qed.econ.queensu.ca/working_papers/papers/qed_wp_1206.pdf>. Acesso em: 02/09/2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019/Ministério de Minas e Energia**. Brasília: MME/EPE; Empresa de Pesquisa Energética, 2010.

BROSIO, G. Oil revenue and fiscal federalism. In: DAVIS, J. M.; OSSOWSKI, R.; FEDERLINO, A. (Ed.). **Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries**. Washington: FMI, 2003.

CARVALHO, M. A.; SILVA, C. R. L. da. **Exportações agrícolas e desindustrialização: uma contribuição ao debate.** Área 10: Economia Agrícola e Meio Ambiente. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, XXXIV. Anpec, Salvador, Bahia, 5 a 8 de dezembro de 2006.

CHAMBRIARD, Magda. **The role of BDEP in the management of information on the Brazilian Sedimentary Basins.** Trabalho apresentado no NDR10 – The Tenth Edition of The National Data Repository. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=564>>. Acesso em: 04/05/2011.

CORDEN, W. M.; NEARY, P. J. Booming sector and de-industrialization in a small open economy. **The Economic Journal**, n. 92, p. 825-848, 1982.

DANIEL, P.; SUNLEY, E. Contractual assurances of fiscal stability. In: DANIEL, P.; KEEN, M.; MCPHERSON, C. (Ed.). **The taxation of petroleum and minerals: principles, problems and practice.** Oxon, Reino Unido: Routledge, 2010.

DANTAS, D. R.; SILVA, P. S.; ANJOS, R. F. C.; SILVEIRA NETO, O. S.; XAVIER, Y. M. A. **Flexibilização do monopólio no refino do petróleo: a formação dos consórcios de empresas e sua viabilização jurídica.** 4º PDPETRO, Campinas, SP, 21-24 de outubro de 2007. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_ABS_8_2_0190-1.pdf>. Acesso em: 05/05/2011.

ENGEL, E.; VALDES, R. **Optimal fiscal strategy for oil exporting countries.** Working Paper, n. 78. Center of Applied Economics (CEA), Dep. Ind. Engineering, U. of Chile, June 2000 .

GANDRA, R. M. Impacto da participação especial em campos gigantes *offshore* de petróleo. **UFF – Produção**, v. 16, n. 2, p. 274-286, maio/ago. 2006.

GARNAUT, R.; ROSS, A.C. Uncertainty, risk aversion and the taxing of natural resource projects. **Economic Journal**, v. 85, p. 272-287, 1975.

_____. The neutrality of the resource rent tax. **Economic Record**, p. 193-201, 1979.

GOBETTI, S. W. Política fiscal e pré-sal: como gerir as rendas do petróleo e sustentar o equilíbrio macrofiscal do Brasil. In: **XIV Prêmio Tesouro Nacional.** Brasília: STN; Esaf, 2010, v. XIV.

GOLDSWORTHY, B.; ZAKHAROVA, D. **Evaluation of the oil fiscal regime in Russia and proposals for reform.** IMF Working Paper, n. 10 WP/10/33. Washington: FMI, 2010.

HARTWICK, John M. Intergeneration equity and the investing of rents from exhaustible resources. **The American Economic Review**, v. 67, n. 5, p. 972-975, Dec. 1977.

HOTELLING, Harold. The economics of exhaustible resources. **Journal of Political Economy**, v. 39, n.2, p. 137-175, Apr. 1931.

HUMPHEYS, M.; SACHS, J.; STIGLITZ, J. **Escaping the resource curse.** New York: Columbia University Press, 2007.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Contas nacionais trimestrais**: out./dez. 2010. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 05/05/2011.

LANE, P. R.; TORNELL, A. Power, growth, and the voracity effect. **Journal of Economic Growth**, 1, p. 213-241, 1996.

LUCCHESI, Rodrigo D. **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. Dissertação de mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ, Coppe, 2011.

MALISZEWSKI, W. **Fiscal policy rules for oil producing countries: a welfare-based assessment**. IMF Working Paper, n. 09/126. Washington: FMI, 2009.

MARGULIS, S. **A regulamentação ambiental: instrumentos e implementação**. Rio de Janeiro: Ipea, 1996 (Textos para discussão, n. 437).

MCDOWELL GROUP INC. **ANWR and the Alaska economy an economic impact assessment**. (s/l), 2002. 28 p. Mimeografado.

MEADE, J. **The structure and reform of direct taxation**. Londres: George Allen & Unwin, 1978.

OLIVEIRA, Daniel A. de. O novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O caso pré-sal. **Jus Navigandi**, Teresina, ano 15, n. 2399, 25 jan. 2010. Disponível em: <<http://jus.uol.com.br/revista/texto/14243>>. Acesso em: 26/05/2011.

PETROBRAS. **O que é o pré-sal?** Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 05/05/2011.

POSTALI, F. **Renda mineral, divisão dos riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.

ROOS, M. How can mineral rich states reduce inequality? In: SACHS, Jeffrey; STIGLITZ, Joseph; HUMPHREYS, Macartan (Org.). **Escaping the resource curse**, 2003.

SACHS, I. Tecnologia atual permite criação de “biocivilização”. **Inovação tecnológica**, 02/05/2008. Disponível em: <<http://www.inovacaotecnologica.com.br>>. Acesso em: 05/05/2011.

SACHS, J. How to handle the macroeconomics of oil wealth? In: HUMPHREYS, M.; SACHS, J.; STIGLITZ, J. (Org.). **Escaping the resource curse**. New York: Columbia University Press, 2007.

SACHS, J.; WARNER, A. M. **Natural resource abundance and economic growth**. NBER Working Paper, n. 5398, 1995.

_____. Natural Resources and Economic Development: the curse of natural resources. **European Economic Review**, n. 45, p. 827-838, 2001.

SANT'ANNA, Andre A. Brasil é a principal fronteira de expansão de petróleo do mundo.

Visão do Desenvolvimento, BNDES, Rio de Janeiro, n. 87, out. 2010.

SERRA, Rodrigo V. **Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil**. Tese (Doutorado em Economia Aplicada) – Campinas (SP), Instituto de Economia, 2005.

SHULTZ, J. **Seguindo a pista do dinheiro**: um guia para monitorar orçamentos e receitas do petróleo e do gás natural. New York: Open Society Institute, 2004.

SOUZA, Francisco E. P. de. Desindustrialização com pleno emprego: que milagre é esse? **Estudos e Pesquisas**, n. 398. XXIII Fórum Nacional. Visão de Brasil Desenvolvido para Participar da Competição do Século (China, Índia e Brasil). Rio de Janeiro, 16 a 19 de maio de 2011.

VAN WIJNBERGEN, S. The dutch disease: a disease after all? **The Economic Journal**, 94, p. 41-55, 1984.