UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Instituto de Economia

CONTRIBUIÇÕES PARA O DEBATE ACERCA DA REPARTIÇÃO DOS ROYALTIES PETROLÍFEROS NO BRASIL

Rodrigo Valente Serra

Tese de Doutoramento apresentada ao Instituto de Economia da UNICAMP para obtenção do título de Doutor em Economia Aplicada – área de concentração: Desenvolvimento Econômico, Espaço e Meio Ambiente, sob a orientação da Profa. Dra. Ana Cristina de Almeida Fernandes.

Este exemplar corresponde ao original da tese defendida por ***Rodrigo Valente Serra*** *em* ***28/02/2005*** *e orientada pela* ***Profa. Dra. Ana Cristina de Almeida Fernandes.***

CPG, 28 / 02 / 2005

Campinas, 2005

Ficha catalográfica elaborada pela biblioteca do Instituto de Economia/UNICAMP

Serra, Rodrigo Valente.
Se68c Contribuições para o debate acerca da repartição dos royalties petroliferos no Brasil / Rodrigo Valente Serra. – Campinas, SP : [s.n.], 2005.

Orientador : Ana Cristina de Almeida Fernandes.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia.

1. Petroleo – Arrendamento. 2. Brasil – Campos petroliferos. 3. Desenvolvimento regional – Brasil. I. Fernandes, Ana Cristina de Almeida. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Titulo.

06-068-BIE

Título em Inglês: Contributions for the problem about the distribution of the oil royalties in Brazil
Keywords : Oil royalties; Brazil – Oil fields ; Regional development – Brazil
Área de concentração : Desenvolvimento economico Espaço e Meio Ambiente
Titulação : Doutor em Economia Aplicada
Banca examinadora : Profa. Dra. Ana Cristina de Almeida Fernandes
Profa. Dra. Roselia Perisse da Silva Piquet
Prof. Dr. Rui de Britto Alvares Affonso
Prof. Dr. Fernando Cezar de Macedo Mota
Prof. Dr. Jose Agostinho Anachoreta Leal
Data da defesa: 28-02-2005
Programa de Pós-Graduação: Economia Aplicada

Ao Edinho (Edson da Silva Guimarães)

Amigo que muito sorriu e logo se foi

Agradecimentos

Muita gente contribuiu para o trabalho.

A maioria sem supor que ajudava.

Teve o carinho da parentela e a atenção do pessoal do trabalho, digo da Universidade Candido Mendes, de Campos dos Goytacazes - RJ.

Agostinho e Fabrício foram amigos especiais que saíram do Rio de Janeiro e rumaram para Campinas, assistir a defesa. Ato que explicita o grau de companheirismo destes.

Esteve lá também o pai, Emanuel, presente, como sempre. A mãe, Marília, não foi, mas sua presença era explícita, como costumeira torcedora. Beijos.

Aninha me ajudou muito, nas coisas do coração, sobretudo.

A minha orientadora, Ana Cristina Fernandes, teve mesmo papel central no colocar rumos na pesquisa e politizar o debate, tornando tudo mais instigante.

Denise Terra e Rosélia Piquet foram muito mais que boas companheiras, foram mesmo arregimentadoras de tudo o que pode ser feito para garantir a este agradecido um ambiente de trabalho ameno, por mais que a tese, por vezes, tenha me afastado da labuta diária.

Luis Eduardo foi um chefe muito camarada. Que fique, pois, registrado meu apreço e gratidão.

Os meninos não ficaram sem pai nestes tempos de feitura da tese, mas passamos uns finais de semana chatinhos. Minhas melhores energias foram recarregadas com a presença e pelo amor incondicional do Pedrinho e Joãozinho. Giane, mamãe deles, fez parte da equipe carinhosa de apoio.

Valeu pessoal!

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO I – AS DIMENSÕES FISCAIS E EXTRAFISCAIS DO ROYALTY E A PERTINÊNCIA DE SUA REPARTIÇÃO ENTRE AS ESFERAS DE GOVERNO SUBNACIONAIS (GSNS) 17

I.1 - O *ROYALTY* COMO INSTRUMENTO DE CAPTURA DE RENDAS EXTRAORDINÁRIAS 23

I.2 - COMO FUNDO DE COMPENSAÇÃO PELA ALIENAÇÃO DE UM PATRIMÔNIO. 33

I.3 - COMO MECANISMO DE INTERNALIZAÇÃO NAS COMPANHIAS PETROLÍFERAS DOS CUSTOS SOCIAIS ASSOCIADOS AO SEGMENTO DE E-P; 36

I.4 - O *ROYALTY* COMO RECURSO COMPENSATÓRIO AOS IMPACTOS TERRITORIAIS DE ADENSAMENTO OCASIONADOS PELAS ATIVIDADES DE E-P. 42

I.5 - O *ROYALTY* COMO INSTRUMENTO DE PROMOÇÃO DE POLÍTICAS DE JUSTIÇA INTERGERACIONAL 50
I.5.1 Sobre a renda econômica 50
1.5.2 Sobre a Renda Mineral 53
I.5.2.1 A Renda de Hotelling **55**
1.5.3 O *Royalty* como Instrumento de Promoção da Justiça Intergeracional 63

I.6 - NOTAS FINAIS 70

CAPÍTULO II - SOBRE EXPERIÊNCIAS DE COBRANÇA, REPARTIÇÃO E APLICAÇÃO DOS *ROYALTIES* NOS GRANDES PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO. 73

II.1 A EXPERIÊNCIA SAUDITA 76
II.1.1 O *royalty* como medida do poder de barganha para captura das rendas petrolíferas 77
II.1.2 Dependência das rendas petrolíferas 80

II.2 A EXPERIÊNCIA RUSSA 83
II.2.1 *Royalties*, *Royalties* Adicionais e a Evasão Fiscal 84
II.2.2 Os Regimes Especiais Sob os *Production-Sharing Agreements* (PSAs) e a Recente Criação do *Mineral Resource Extraction Tax* (MRET) 92
II.2.3 Sobre a Distribuição das Rendas Minerais 96
II.2.3.1 Centralização das Rendas Minerais 97
II.2.3.2 Barganha política, geração de receitas não tributárias e a consolidação do orçamento "em espécie": suas implicações para o entendimento do rateio das rendas petrolíferas na Rússia 100
II.2.4 Sobre a Aplicação das Rendas Minerais 104

II.3 A EXPERIÊNCIA NORTE AMERICANA 106
II.3.1 Beneficiários 106
II.3.2 Alíquotas, Preços de Referência e Condicionalidades 107

II.3.2.1 Isenção dos *Royalties* 108
II.3.2.2 Pagamento dos *Royalties* em Espécie..... 109
II.3.3 Repartição (Descentralização) e Aplicação (Vinculação) dos *Royalties* 110
II.3.3.1 *Royalties* sobre a Produção na Plataforma Continental (*offshore*) 111
II.3.3.2 *Royalties* sobre a Produção em Terra (*onshore*)..... 113
II.3.3.2.1 Public Domain Lands 113
II.3.3.2.2 Acquired Lands 114
II.3.3.2.3 Terras Indígenas 115
II.3.3.2.4 Terras Nativas do Alaska 116
II.3.4 Regimes Estaduais de Repartição e Aplicação dos *Royalties* e/ou do *Severance tax* nos EUA 117
II.3.4.1 O Estado do Texas..... 118
II.3.4.2 O Estado do Alaska 121
II.3.4.3 O Uso de Tetos Legais e de Medidas de Impacto Territorial nos Processos de Repartição das Receitas Petrolíferas: a experiência dos estados de Dakota do Norte e Colorado 122

II.4 A EXPERIÊNCIA DOS FUNDOS ESPECIAIS PROVIDOS PELA TRIBUTAÇÃO DAS RENDAS MINERAIS..... 126
II.4.1 O Fundo Permanente do Alaska (FPA) 127
II.4.2 Alberta (Canadá) Heritage Savings Fund (AHSF) 130
II.4.3 Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN) 133
II.4.4 O Fundo de Investimento e Estabilização Macroeconômica da Venezuela (FIEMV) 137

II.5 NOTAS FINAIS..... 140

CAPÍTULO III - SOBRE INTENCIONALIDADES E FUNCIONALIDADES POLÍTICAS COM O REGIME DE COBRANÇA, RATEIO E APLICAÇÃO DOS ROYALTIES NO BRASIL 143

III.1 - O PERCURSO HISTÓRICO DAS NORMAS DE COBRANÇA, RATEIO E APLICAÇÃO DOS ROYALTIES PETROLÍFEROS..... 146
III.1.1 Normas Referentes à Cobrança e Rateio entre Beneficiários..... 146
III.1.2 Normas Referentes à Aplicação dos Royalties 162

III.2 O PROCESSOS DE DESCENTRALIZAÇÃO E AMPLIAÇÃO DOS *ROYALTIES*: UMA RECUPERAÇÃO DOS DEBATES E PROPOSIÇÕES NAS CASAS LEGISLATIVAS NACIONAIS 164
III.2.1 Uma aproximação do debate pré-descentralização dos royalties 166
III.2.2 A Descentralização dos *Royalties Offshore*: o processo de aprovação das leis 7.453/85 e 7.525/86 171
III.2.3 A Ampliação dos *Royalties* no Contexto da Aprovação da Lei do Petróleo 185

III.3 O *CONTEXTO COMPENSATÓRIO ESPECIAL* DADO PELA NÃO INCIDÊNCIA DE ICMS NAS OPERAÇÕES INTERESTADUAIS COM PETRÓLEO..... 192

III.4 *FINANCEIRIZAÇÃO* DOS *ROYALTIES* NO BRASIL: A REPACTUAÇÃO DAS DÍVIDAS DOS ESTADOS PETROLÍFEROS COM A UNIÃO..... 199

CAPÍTULO IV - A DISTRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DOS *ROYALTIES* ENTRE OS ENTES BENEFICIÁRIOS: UMA INDICAÇÃO SOBRE SUAS FRAGILIDADES E A PROPOSIÇÃO DIRETRIZES PARA SEU APRIMORAMENTO..... 205

IV.1 - DESDOBRAMENTOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DAS RENDAS PETROLÍFERAS NO BRASIL 210

IV.2 DISTRIBUIÇÃO DA COTA PARTE DO ICMS DO PETRÓLEO: REFORÇO À CONCENTRAÇÃO ESPACIAL DAS RENDAS PETROLÍFERAS..... 237
IV.2.1 A Transferência de ICMS aos Municípios..... 237
IV.2.2 Apropriação do Valor Adicionado da Atividade de E&P pelos Municípios Produtores 240
IV.2.3 Sobre a Distribuição Espacial das Transferências de ICMS na Região Petrolífera 249

IV.3 FRAGILIDADES ADICIONAIS DAS REGRAS DE RATEIO E APLICAÇÃO DAS RENDAS PETROLÍFERAS E SUGESTÕES PARA APRIMORAMENTOS..... 254
IV.3.1 Regressividade no rateio dos royalties em função da população dos municípios beneficiários 254
IV.3.2 - Ausência de um teto para o repasse de *royalties* aos municípios 258
IV.3.3 - (Des)vinculação das rendas petrolíferas 259
IV.3.4 - Ausência de mecanismos específicos de controle social 262
IV.3.5 - Ausência de critérios *ex-post* para rateio dos *royalties*..... 262

IV.4 - NOTAS FINAIS 264

V - CONSIDERAÇÕES FINAIS..... 267

VI - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....279

Lista de Tabelas

Tabela II.1.1 - Participação relativa do setor petróleo no PIB e nas receitas governamentais em anos selecionados , Reino da Arábia Saudita, em percentagem 81

Tabela II.2.1 - Carga Fiscal Relativa Comparadas. Países e anos selecionados.....83

Tabela II.2.2 - Receitas Governamentais Russas Advindas do Setor Petróleo, em % do PIB, 1996. 86

Tabela II.2.3 Arrecadação Tributária Potencial vs. Efetiva para os Setores Petróleo e Gás. Rússia, 1995, em US$ Milhão 88

Tabela II.2.4 - Simulação do rateio do royalty e Fundo Geológico entre as esferas governamentais russas. Base de Incidência = 100 unidades monetárias 98

Tabela II.3.1 - Destinação das Receitas Públicas vinculadas a Atividade Petrolífera entre Fundos Específicos no Estado do Texas, 1979.....120

Tabela III.1.A - Repartição dos *royalties* entre os beneficiários. (hipótese: alíquota = 10%) Produção Terrestre (*onshore*) 161

Tabela III.1.B - Repartição dos *royalties* entre os beneficiários (hipótese: alíquota = 10%). Produção na Plataforma Continental (*offshore*).....162

Tabela III.3.1 - Transferência de renda decorrente da legislação sobre a tributação incidindo sobre o comércio interestadual de petróleo, derivados e energia elétrica, 1994 (US$ 1.000) 195

Tabela IV.1 - Distribuição das Participações Governamentais (*royalties* + participações especiais), 2003. (R$ correntes).....213

Tabela IV.2 - Distribuição Espacial das Reservas Provadas de Óleo. (Milhões de Barris)215

Tabela IV.3 - Distribuição das Rendas Petrolíferas: participação de cada beneficiário no total pago à cada esfera governamental e participação das rendas nas receitas totais de cada beneficiário, 2003. (R$ correntes) (continua) 217

Tabela IV.5*a* - Receitas correntes municipais *per capita*, segundo região e tamanho populacional. Conjunto dos municípios brasileiros (respondentes à STN), 2003. (R$) *..232

Tabela IV.5b - Receitas correntes municipais per capita, segundo região e tamanho populacional. Cinqüenta maiores beneficiários das rendas petrolíferas, 2003 232

Tabela IV.6 - Maiores receitas per capita municipais do país, 2003 234

Tabela IV.7 - Índice de Participação dos Municípios (IPM) no Produto da Arrecadação do ICMS do Estado do Rio de Janeiro, Segundo Recortes Selecionados, 1997-2002 242

Tabela IV.8 – Valor Adicionado da Atividade Petrolífera (Petrobras) e Valor Adicionado Total, municípios pertencentes à Ompetro, ano base 2001 244

Tabela IV.9 – Comparação Entre o Valor Adicionado Total (ano base 2001) dos Municípios Fluminenses Produtores e Não Produtores de Petróleo, Segundo Classes de Tamanho 245

Tabela IV.10 – Participação das Receitas de *Royalties* e da Cota-Parte do ICMS Vinculada a Atividade Petrolífera nas Receitas Orçamentárias dos Municípios Pertencentes à Ompetro, 2001 248

Tabela IV.11 - Valores distribuídos do Imposto sobre Circulação de Mercadorias-ICMS do Estado do Rio de Janeiro, Segundo Recortes Espaciais Selecionados, 1997 e 2001, em R$ 1.000,00. 251

Tabela IV.12 - Divisão das Receitas de *Royalties* e do Valor Adicionado do Petróleo Produzido na Bacia de Campos entre os Municípios Produtores - 2001 (R$) 252

Tabela IV – Coeficientes individuais de participação dos municípios.....255

Resumo

Trata este estudo de realizar uma exposição crítica dos critérios de distribuição e aplicação dos royalties petrolíferos entre a União, os Estados e os Municípios brasileiros. Uma exposição crítica construída de acordo com as etapas apresentadas a seguir, as quais são também reveladoras das preocupações e das escolhas que nortearam a feitura deste estudo.
A partir de uma recuperação da gênese do conceito de renda mineral, elegeu-se, idealmente, a promoção da justiça intergeracional como política apropriada para aplicação das rendas petrolíferas. Afinal, sacar do subsolo, hoje, uma riqueza finita, equivale a dilapidar o patrimônio das futuras gerações.

Do ideal para o concreto: nossa segunda preocupação foi verificar, entre os grandes países petrolíferos, a existência de regimes de distribuição e aplicação dos royalties orientados por este princípio da promoção da justiça intergeracional. A análise das experiências concretas de aplicação dos *royalties* petrolíferos entre alguns dos grandes países produtores de petróleo não mostrou ser regra a utilização destas receitas como fonte de financiamento de políticas de promoção da justiça intergeracional. Por outro lado, pôde ser visto que aqueles países, ou esferas de governo sub-nacionais (GSNs) que promoveram, com os *royalties*, políticas compensatórias às gerações futuras, o fizeram de diferentes maneiras, entre estas: através da montagem de fundos de pensão; planos governamentais para diversificação produtiva; investimentos públicos em infra-estrutura produtiva; financiamento de programas de pesquisa em fontes alternativas de energia; sustentação de fundações educacionais.

E no Brasil? A forma de distribuição e aplicação dos royalties petrolíferos reflete, em algum grau, esta preocupação em promover a justiça intergeracional? Para enfrentar esta indagação procurou-se oferecer uma recuperação histórica dos debates sobre a matéria, travados nas duas casas legislativas federais. Recuperação esta que nos permitiu compreender que a arquitetura institucional da repartição e aplicação dos royalties é, fundamentalmente, obra das tensões de nosso pacto federativo.
Por fim, mesmo com respostas parciais às indagações apresentadas, pôde-se sistematizar um conjunto de fragilidades das normas de rateio e aplicação dos royalties, bem como

reunir sugestões a fim de aproximar as referidas normas de uma efetiva promoção da justiça intergeracional.

Abstract

This study carries out a review of the distribution and application criteria of the petroleum royalties among the Brazilian Federal, State and Municipal governments. The review was constructed according to the phases presented below, which also reveal the concerns and the choices that oriented this research.

The resurrection of the oil rents original concept, was chosen for the promotion of the 'cross-generation fairness' concept as an appropriate policy for the application of the oil and gas revenues. After all, extracting from the underground a finite wealth today, means to destroy the heritage of future generations.

Moving from the theory to the reality, a second concern was to verify, among the main oil producing coutries if there were distributing systems and the royalties' application guided by the 'cross-generation fairness' principle. The analysis of the royalties' application among some of the these countries did not show the use of these revenues as a financial source for the promotion of the 'cross-generation fairness' policy as the common rule. On the other hand, it could be noticed that those countries or levels of sub-national governments (GSNs), which promoted compensating policies to the future generations, did it in different ways: through the creation of pension funds; governmental plans for production diversification; public investiments in infrastructure for production; financing research programmes in alternative sources of energy; supporting educational foundations.

What happens in Brazil? Does the way of distribution and application of the petroleum royalties reflect, in some degree, this concern in promoting the 'cross-generation fairness'? In order to face this question, a historic review about the debates on this issue, that had taken place in both Congress' house, was carried out. This review allowed us to realize that the institutional architecture of the royalties' distribution and application is basically the fruit of the pressures of our federal pact.

Finally, even having only partially answered the questions set out by this study, it was possible to systematize a set of fragile aspects of the rules of sharing and application of the royalties, as well as to draw suggestions with the purpose of steering these rules to an effective promotion of the 'cross-generation fairness'

Introdução

Na primeira quinzena de dezembro de 2004, mais de quinhentos prefeitos estiveram em Brasília para defender a aprovação do Projeto de Emenda Constitucional nº 255/04, que prevê, entre outras medidas, a elevação do Fundo de Participação dos Municípios (FPM): dos atuais 22,5%, para 23,5%, alíquota esta incidente sobre a arrecadação federal do Imposto de Renda (IR) somado à do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).

Uniram-se nesta frente, prefeitos em final de mandato (2001-2004) e os recém eleitos, ou reeleitos, para o mandato 2005-2008. Os primeiros interessados em saldar o 13º salário do funcionalismo e obter um ligeiro alívio dos *restos a pagar*, condenados pela Lei de Responsabilidade Fiscal, os segundos motivados pelo desejo de minorar o grau de aperto financeiro de suas futuras gestões. Os demandantes representavam, em especial, os interesses de cerca de 4.500 prefeituras brasileiras, que têm o FPM como principal receita[1].

Este pleito, por um acréscimo de 1% do FPM, significaria, para o mesmo ano de 2004, uma elevação, em valores correntes, de cerca de R$ 1,1 bilhão/ano, para ser repartido pelo conjunto dos 5.562 municípios brasileiros. Deseja-se guardar este valor como forma de parametrizar a apresentação de um outro cenário no campo da disputa pelas receitas públicas, o qual ambienta a barganha dos entes nacionais pela apropriação das rendas petrolíferas. Mas, julgando não ser pertinente, neste espaço introdutório, elencar todas as direções desta barganha entre os entes nacionais, que se efetiva tanto vertical como horizontalmente, elege-se a ênfase no rateio das rendas petrolíferas entre os municípios brasileiros, para os quais estas rendas provocam um maior impacto relativo sobre seus orçamentos.

No mesmo mês de dezembro de 2004, sob o controle da Agência Nacional do Petróleo, a Secretaria do Tesouro Nacional providenciava o depósito, na conta dos entes beneficiários, da última parcela anual dos *royalties*, incidentes sobre o valor da produção do petróleo e do

[1] Jornal do Brasil, edição de 08/01/2005.

gás natural, extraídos em terra ou na Plataforma Continental Brasileira. No cômputo anual de 2004 foi paga pelas companhias concessionárias do direito de exploração e produção de petróleo e gás natural a soma de R$ 4,99 bilhões, somente a título de *royalties*.

A União ficou com 27,1 % deste montante, os Estados, com 25,1%, cabendo o restante aos municípios, os quais, em valores correntes, foram aquinhoados com R$ 2,38 bilhões[2], o que correspondeu a cerca de 9,5% de todo repasse feito pelo FPM no ano de 2004 (R$ 25,05 bilhões).

Embora transferidos diretamente[3] para cerca de 800 municípios, os *royalties* têm distribuição bastante concentrada, fazendo com que os valores repassados somente para os três maiores recebedores - Campos dos Goytacazes (R$ 257,6 milhões), Macaé (R$ 215,5 milhões) e Rio das Ostras (R$ 97,1 milhões) - fosse superior à metade do pleito da frente dos municípios, de R$ 1,1 bilhão. Ainda como forma de marcar esta concentração, observa-se que o repasse de *royalties* feito aos 23 maiores beneficiários municipais seria suficiente para cobrir integralmente a pretensa elevação do FPM.

Embora o *royalty* seja a mais conhecida das rendas públicas petrolíferas, verifica-se que em 2004 sua arrecadação tenha sido acompanhada muito de perto por aquela oriunda da cobrança das *participações especiais*, estimada em R$ 4,97 bilhões[4].

Diferente do *royalty*, incidente *ad valorem*, a participação especial recai sobre os lucros realizados nos campos petrolíferos de elevada produção e rentabilidade. Com uma estrutura

---

[2] Este cálculo já distribui entre estados e municípios o montante dos *royalties* destinados ao Fundo Especial (outro ente beneficiário), bem como incorpora à conta dos municípios 25% da parcela destinada aos estados, que por força de lei devem ser repassados às esferas locais.

[3] De forma indireta, o conjunto dos municípios e estados brasileiros recebem *royalties* através do rateio do Fundo Especial, para o qual são destinados 7,5% destas receitas.

[4] Estes dados foram estimados em função de não estarem disponíveis as informações referentes ao pagamento das participações do último trimestre de 2004. A estimativa levou em consideração a variação do preço do petróleo, câmbio e do volume de petróleo e gás produzido no país.

de repartição que promove uma maior concentração nas esferas governamentais superiores, os estimados R$ 4,97 bilhões arrecadados a título de *participações especiais* foram divididos entre a União, estados e municípios, de acordo com os respectivos percentuais: 50%, 40% e 10%.

Somado os *royalties* (R$ 2,38 bilhões) com as *participações especiais* (R$ 0,49 bilhão) transferidos aos municípios em 2004, forma-se um fundo equivalente a 11,5% do FPM, portanto, de inquestionável importância quantitativa.

A lógica de distribuição das *participações especiais* entre os municípios tem um caráter ainda mais concentrador do que a dos *royalties*, podendo ser observado nesta direção que, ainda para 2004, apenas 15 municípios foram beneficiados com as *participações especiais* e que os três maiores recebedores destas participações detiveram 86% do total repassado à esfera local. Com esta nova informação, seria possível cobrir a desejada elevação de 1% do FPM apenas com o repasse efetuado em 2004 para os quatro maiores recebedores destas duas rendas petrolíferas (*royalties* e *participações especiais*): Campos dos Goytacazes (R$ 508,6 milhões), Macaé (R$ 286,4 milhões), Rio das Ostras (R$ 207,9 milhões) e Cabo Frio (R$ 92,0 milhões) – todos pertencentes ao Estado do Rio de Janeiro e territorialmente próximos ou contíguos.

Voltando ao7 cenário da missão à Brasília, suponha, com auxílio da imaginação, que a ordem de grandeza destes valores - transferências de FPM e repasses das rendas petrolíferas - fosse de conhecimento do conjunto dos prefeitos. Suas cabeças, direcionadas para cima, contra a União, penderiam, então, para os lados: quem são estes elementos privilegiados? Por que recebem *royalties*? E por que de forma tão concentrada? Se o "petróleo é nosso", por que não as rendas petrolíferas? Há impactos sobre os territórios dos municípios beneficiários que justificam esta discricionalidade? Quais? Como estão sendo mensurados? Caso entrassem em cena novos atores, como os representantes das esferas superiores de governo, poderia ser adicionada a indagação: por que os municípios recebem as rendas petrolíferas?

Sob a forma afirmativa, estas indagações convergem para assentar o objetivo do presente estudo, de questionar as regras vigentes para o rateio e aplicação dos *royalties* petrolíferos no Brasil, a partir da identificação de algumas de suas impropriedades e do oferecimento de alguns parâmetros alternativos.

Questionar as regras de rateio e aplicação dos *royalties* é tarefa que se filia ao debate sobre o desenvolvimento nacional, nas muitas dimensões em que este se materializa:

Em um país de enorme déficit social amplifica-se a importância da gestão dos fundos públicos, entre os quais, como visto, possui notória expressividade aquele formado pelas rendas petrolíferas. Se importa a boa gestão deste fundo, este debate não pode se ater aos instrumentos que procuram garantir eficiência ao gasto, é preciso conhecer quem gasta, isto é, quais são os entes beneficiários, com que proporções e magnitudes. Precisão esta que ganha relevância se houver concordância, como coloca Arretche (2004), quanto ao fato dos Estados federativos estarem propensos a produzir níveis comparativamente mais baixos de gasto social, dado os problemas de superposição de competência e competição entre os níveis de governo.

Também o déficit democrático deste país ilumina a importância de se discutir, em especial, as regras de aplicação dos *royalties*. Valorizando o enfoque que compreende a ampliação dos espaços democráticos decisórios como estratégia para o desenvolvimento, oportuniza-se o debate sobre a arquitetura dos instrumentos de controle e gestão do fundo público erguido pelas rendas petrolíferas, sobretudo pelo fato de não serem estas gravadas pelo rótulo de tributos, os quais, de acordo com as regras constitucionais, estão impossibilitados de serem vinculados a programas e projetos governamentais específicos. As rendas do petróleo, quer sejam classificadas como indenizações, compensações financeiras ou pagamentos de direitos, estão sujeitas a institutos vinculantes, o que pode alargar a construção de negociados e específicos programas e projetos governamentais.

Quiçá, como conseqüência do próprio déficit democrático, encontra-se o país em um estágio de engessamento de sua política social e econômica, traduzido, entre outras

manifestações, pelas sucessivas concessões feitas aos interesses da classe rentista, forânea ou autóctone. Não é por outro motivo que ensaios já foram realizados na direção de alocar os *royalties* para a construção de fundos de estabilização macroeconômica de curto prazo, como exemplificado pelo processo de utilização desta renda petrolífera na negociação da dívida do Estado do Rio de Janeiro com a União. Importa também a este estudo disseminar a informação de que existem vias alternativas para utilização destas rendas petrolíferas, mais sensíveis a um projeto de desenvolvimento sustentável e soberano.

Não menos importante é a contribuição da questão do rateio das rendas petrolíferas para o debate sobre a distribuição espacial da riqueza no país. Seja pelas forças espacialmente centrípetas próprias do processo de desenvolvimento capitalista tardio, sobretudo marcado por um quadro de elevado grau de concentração fundiária, seja pelo estímulo à concentração territorial dos capitais promovida pelo Estado planificador, de outrora, ou ainda pela insuficiência de políticas regionais compensatórias promovidas pelo mesmo Estado, o fato é que se construiu um país de enormes disparidades no tocante a distribuição espacial da riqueza. Se, talvez, não seja lícito utilizar-se das rendas petrolíferas como instrumento de promoção de uma maior eqüidade na distribuição espacial da riqueza, é, contudo, necessário que o Estado não se furte de observar os riscos de aprofundamento desta desigualdade patrocinados pelas regras de rateio das rendas petrolíferas.

Questionar a forma de rateio e aplicação de um fundo público, da magnitude como a deste, formado pelas rendas petrolíferas, é, pois, equivalente a indagar sobre estratégias de desenvolvimento. Com orgulho, muitos olhares reverenciam a chegada da tão sonhada oferta autosuficiente de petróleo, mas não pode esta alegria obscurecer o fato de que esta colossal extração de riqueza finita representa um saque feito à conta das futuras gerações. Como deve haver uma identidade entre desenvolvimento e cuidado com as gerações futuras, deve também haver uma convergência entre as políticas de rateio e aplicação das rendas petrolíferas e as políticas compensatórias intergeracionais. Por isso também a oportunidade deste estudo, na medida em que contrapõe a opção de reinversão dos *royalties* no segmento de exploração e produção petrolífera às alternativas de promoção da justiça intergeracional, entre estas a de promover o desenvolvimento de fontes renováveis de

energia. Alternativa esta que recoloca a questão do âmbito de coordenação destas políticas, relembrando que a distribuição dos *royalties* não é matéria livre do debate sobre as tensões de nosso pacto federativo.

No sentido, agora, de precisar o escopo desta investigação, deve-se retornar ao objetivo antes anunciado, e realizar algumas considerações acerca de suas partes constitutivas.

Por ***royalties* petrolíferos** entenda-se as espécies de tributos que incidem sobre o valor da produção (tributos *ad valorem*) do óleo cru e do gás natural. Em muitos países, em diferentes épocas, tributos com estas características foram denominados de forma diferenciada, mas isto não restringiu o interesse em estudá-los. No Brasil, por exemplo, o que a legislação define hoje como *royalty* já recebeu o nome de *indenização* e, posteriormente, de *compensação financeira* pela extração de petróleo e gás natural.

Além dos *royalties*, a legislação nacional prevê mais três tipos de participações governamentais sobre os resultados da produção petrolífera: o *bônus de assinatura*, o *pagamento pela ocupação ou retenção de área* e as *participações especiais*. Dentre estes o estudo debruçou-se também, em seu último capítulo, sobre as regras de rateio e aplicação das *participações especiais*, devido à sua importância quantitativa. Portanto, embora o título deste estudo incorpore apenas o termo *royalties* (aproveitando-se da maior difusão e popularidade deste termo), a pesquisa, de fato, engloba também as *participações especiais*.

Constante também dos anunciados objetivos, o questionamento às **regras de rateio** (ou distribuição) dos *royalties* esteve interessado tanto pela repartição vertical (entre os três níveis de governo) quanto pela horizontal (entre os entes de um mesmo nível governamental; no caso da União, entre seus órgãos), sendo valioso lembrar que tais regras, legalmente estipuladas, estiveram de acordo com o rateio concretamente efetuado.

Quanto aos questionamentos às **regras de aplicação**, deve-se, desde logo, evitar falsas expectativas. Não foram tratadas as formas como efetivamente os beneficiários dos *royalties* aplicaram suas receitas, limitando-se o estudo a investigar as regras (ou denunciar

a ausência destas) estipuladas pelo arcabouço legal para cada um dos beneficiários. Aliás, ainda que se quisesse investigar a forma concreta de aplicação dos *royalties* pelos beneficiários não seria possível a sua precisão, uma vez que para os entes subnacionais este recurso não é destinado para qualquer fundo específico.

Embora tanto as regras de rateio como as de aplicação apareçam nos objetivos, o título do estudo traz somente o foco sobre a repartição, isso de deve à própria ordem temporal entre estes dois momentos: o de repartição e o de aplicação dos *royalties*. Ora se o rateio fosse melhor adequado, a questão sobre a aplicação seria minimizada: neste caso se estaria discutindo a melhor forma de aplicação dos entes corretamente beneficiados. Antecipando algumas conclusões, observa-se para o caso brasileiro uma repartição equivocada, desequilibrada entre os entes beneficiários dos *royalties*, o que torna secundária a questão da aplicação destes recursos. Há, portanto, uma hierarquia temporal entre estes dois momentos que se reflete na importância relativa de cada um deles: a melhor forma possível de aplicação dos *royalties* depende, por princípio, de uma equilibrada repartição destes recursos entre seus beneficiários.

Já se fez uso aqui de um conjunto de expressões carregadas de juízo de valor, sintetizadas na idéia de buscar-se a melhor forma possível de repartição e aplicação dos *royalties*. Estas expressões estão também presentes no anunciado objetivo do estudo. Ora, tanto a indicação de **impropriedades,** como a sugestão de **aprimoramentos,** requer, necessariamente, uma tomada de posição política sobre a função desejada para os *royalties*. Nesta direção, a partir de uma recuperação da gênese do conceito de renda mineral - da economia clássica à contribuição de Hotelling (1931) - elegeu-se para os *royalties* a função de promover políticas de **justiça intergeracional**. Esta opção de justiça se assenta no fato da finita riqueza mineral, extraída hoje, representar um saque feito ao patrimônio das futuras gerações, para as quais seria devido algum tipo de compensação.

Contudo, esta eleição da política de promoção da justiça intergeracional deve ser vista, tão somente, como indicação de um parâmetro para a análise crítica das regras vigentes de rateio e aplicação dos *royalties*. Deve se ter claro que não se está aqui assumindo uma

posição, ética e ingênua, que elege uma pré-estabelecida, e única, "boa política" a ser operada com os *royalties*. A promoção da justiça intergeracional deve ser alvo de toda política de desenvolvimento. Os investimentos em saúde, educação, infraestrutura básica e produtiva, qualificação profissional, modernização da máquina administrativa, diversificação produtiva, entre outros, poderiam, rigorosamente, ser defendidos como ações de desenvolvimento, e por que não, ações também sensíveis em relação às gerações futuras.

Se *"não me escapa que o verdadeiro desenvolvimento dá-se nos homens e nas mulheres e tem importante dimensão política"*[5], não há, portanto, como eleger uma única forma de alcançar a promoção da justiça intergeracional, pois esta se confunde com o próprio desenvolvimento. Assim, se o estudo chama atenção para algumas políticas específicas é com intuito de oferecer parâmetros para o debate acerca da repartição e aplicação dos *royalties*.

A assunção desta função política para os *royalties* permite, pois, apresentar a hipótese central deste estudo: a de que os critérios formais de repartição e aplicação dos *royalties* do petróleo não só dificultam o acionamento de políticas de promoção da justiça intergeracional como são geradores de iniqüidades na distribuição espacial da riqueza.

Esta hipótese não procura somente chamar atenção para a necessidade do debate acerca de eventuais aprimoramentos da norma de rateio e aplicação dos *royalties*, mas especula também sobre a captura, por interesses privados, de um valioso fundo público, tanto para o desenvolvimento nacional, como das regiões petrolíferas. Recolocada sobre a forma indagativa: a forma como se cristalizou a norma de distribuição e aplicação dos *royalties* no país não representa mais um episódio de privatização do bem público?

Entendendo-se, neste caso, privatização como sendo o predomínio de interesses localistas em detrimento da construção de efetivas políticas de desenvolvimento, no limite ideal, voltadas para a compensação às gerações futuras. E mais, privatização concretizada pela

---

[5] Furtado (1992: 75).

ausência de instrumentos que garantam efetivamente ao público as benesses possibilitadas por um importante fundo público formado pelos recursos dos *royalties*.

Para execução deste estudo foi planejada a elaboração de quatro capítulos, cujas descrições, incluindo as considerações sobre métodos e fontes, são apresentados a seguir. Nesta apresentação são também adiantadas algumas conclusões que contribuem para aclarar a articulação entre as etapas do estudo.

Capítulo I - As Dimensões Fiscais e Extrafiscais do *Royalty* e a Pertinência de sua Repartição entre as Esferas de Governo Subnacionais (GSNs).

Se a intenção do estudo é ajuizar os critérios de distribuição e aplicação dos *royalties*, faz-se necessário, então, como ponto de partida, definir o papel (ou papéis) atribuído a este instrumento. Reforça-se aqui o argumento de que a análise de vários regimes fiscais internacionais vigentes, e de outrora, do segmento de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (E-P) indica que são inúmeras as possibilidades de utilização do *royalty*, não sendo, pois, permitida uma avaliação da distribuição deste recurso sem uma referência sobre a(s) intencionalidade(s), explícitas ou implícitas, de seus propositores.

Até onde pôde avançar a pesquisa, é possível atribuir ao *royalty* incidente sobre a produção de bens minerais não renováveis cinco diferentes propósitos, fiscais e extrafiscais, que podem ou não ser combinados; a saber:

- Como instrumento fiscal de captura pelo Estado de parte das rendas petrolíferas;
- Como fundo de compensação pela alienação do patrimônio público;
- Como mecanismo de internalização pelas companhias petrolíferas dos custos sociais associados ao segmento de E&P;
- Como recurso compensatório aos impactos territoriais de adensamento ocasionados pelas atividades de E&P;
- Como promotor de políticas de justiça intergeracional.

O interesse deste primeiro capítulo foi, justamente, o de apresentar estas inúmeras possibilidades de utilização do *royalty*, seja em função da necessidade metodológica, para prosseguir na avaliação dos critérios de distribuição e aplicação deste recurso, seja como tarefa propositiva, desejosa por difundir a riqueza de possibilidades alternativas, ou complementares, no uso deste instrumento: fiscal, regulatória, compensatória, de desenvolvimento regional.

O desenvolvimento do conceito de renda mineral sublinhou a função do *royalty* de garantir sustentabilidade econômica às gerações futuras, e é sobre esta função que permanece o interesse da análise. Nesta direção, o que deve ser especialmente retido deste capítulo é o fato de que existe um claro fundamento para que haja aplicação de parte dos recursos provenientes dos *royalties* em diversificação produtiva nas regiões petrolíferas. Qual a melhor forma de fazer isso, se diretamente através da União ou repartindo as receitas com os entes subnacionais, é uma questão a ser examinada à luz dos conceitos e práticas que informam e conformam o federalismo fiscal de nosso país.

Capítulo II - Sobre Experiências de Cobrança, Repartição e Aplicação dos *Royalties* nos Grandes Países Produtores de Petróleo.

No presente capítulo indaga-se como os grandes países produtores de petróleo cobraram, repartiram e aplicaram este tributo, independente destas práticas estarem ainda vigentes. A escolha dos maiores produtores procurou valorizar os países onde os *royalties* possuem relevante expressão monetária, e onde, conseqüentemente, representam importantes fundos para promoção de políticas públicas.

A intenção desta etapa foi a de construir um quadro de referência, baseado em políticas concretas adotadas em grandes países produtores de petróleo, para uma análise crítica do modelo vigente de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* no Brasil, a ser realizada no capítulo posterior.

Em virtude da escolha da política de promoção da justiça intergeracional, realizada no capítulo I, o presente capítulo reservou atenção especial aos mecanismos institucionais que

potencialmente poderiam contribuir para uma política efetiva de compensação às gerações futuras, independentemente da escala governamental que as tenha operado.

Por ordem decrescente em relação aos respectivos volumes de produção, estudou-se o caso da Arábia Saudita (seção II.1), da Rússia (seção II.2) e dos EUA (seção II.3). O estudo destas três experiências ofereceu importantes parâmetros para análise do caso brasileiro, contudo, no que se refere ao item aplicação, as experiências saudita e russa, mostraram uma grande pulverização na utilização destes recursos, em virtude do peso do setor petróleo no cômputo geral de seus orçamentos públicos. Esta pulverização, motivou a realização da seção II.4, cujo objetivo foi o de multiplicar a oferta de experiências no campo restrito das políticas de aplicação dos *royalties*. Para isto elegeu-se a apresentação de experiências de montagem de fundos especiais, alimentados pelas rendas petrolíferas públicas, em outros três grandes países produtores: Canadá, Noruega e Venezuela. Ora, o fato da criação destes fundos, em alguns países ou províncias, explicita a intencionalidade de seus governantes em determinar um propósito específico para a aplicação das rendas petrolíferas. São, portanto, objetos de análise desta seção: o propósito destes fundos; suas estruturas de funcionamento e fiscalização; seus méritos, problemas e desafios.

A análise das experiências concretas de aplicação dos *royalties* petrolíferos entre alguns dos grandes países produtores de petróleo não mostrou ser regra a utilização destas receitas como fonte de financiamento de políticas de promoção da justiça intergeracional. De fato, esta etapa do estudo mostrou não ser possível tratar dos *royalties* de uma forma genericamente coesa. Os *royalties* e as políticas por estes fomentadas sofrem mudanças de significado, em função do tempo e do espaço em que são acionados.

Por outro lado, pôde ser visto que aqueles países, ou esferas de governo subnacionais (GSNs), que promoveram, com os *royalties*, políticas compensatórias às gerações futuras, o fizeram de diferentes maneiras, entre estas: através da montagem de fundos de pensão; planos governamentais para diversificação produtiva; investimentos públicos em infra-estrutura produtiva; financiamento de programas de pesquisa em fontes alternativas de energia; sustentação de fundações educacionais.

Capítulo III - Sobre intencionalidades e funcionalidades políticas com o regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties* no Brasil.

Neste capítulo pretende-se atingir o caso brasileiro. A partir da compreensão de que a forma como os *royalties* são cobrados, repartidos e aplicados resulta de uma negociação política - muito mais do que uma simples escolha técnica entre as justificativas, listadas no primeiro capítulo, ou do que um processo evolucionista de incorporação de erros e acertos adquiridos pelo estudo das experiências internacionais - seria por demais simplista enquadrar a experiência brasileira em uma análise sobre a sua afinidade ou distância com o propósito de promover a justiça intergeracional. Antes, preferiu-se neste capítulo oferecer algumas sugestões sobre os interesses colocados na disputa pela apropriação dos *royalties*, consagrados pela norma legal vigente de repartição e aplicação destes recursos.

O interesse desta etapa do estudo é o de apresentar a hipótese sobre a captura dos valiosos recursos dos *royalties* por interesses privados, desperdiçando a montagem de uma estrutura de rateio e aplicação destes recursos orientada para a necessidade de promoção de políticas de justiça intergeracional, em qualquer uma das esferas governamentais.

A estrutura do capítulo tem a seção III.1 dedicada à realização de uma recuperação sintética das principais modificações nas normas que regulam o regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*, desde 1953, quando da criação da Petrobras, até a legislação hoje vigente (2004).

Na seção III.2 elegeu-se dois momentos históricos importantes para recuperar os processos de negociação em torno da apropriação e aplicação dos recursos dos *royalties*: i) o debate que antecede a extensão dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore* às esferas de governo sub-nacionais (GSNs), normatizada pela Lei 7.525/86; ii) o debate que antecede a aprovação da Lei do Petróleo (9.478/97), que quebrou o monopólio da Petrobras, criou a Agência Nacional do Petróleo, ampliou a alíquota do *royalty*, alterou sua forma de rateio e criou o novo instrumento compensatório das *participações especiais*. Sem pretender realizar uma cobertura exaustiva sobre estes processos de negociação, o estudo elege como

fonte de pesquisa os debates ocorridos na Câmara dos Deputados e no Senado Federal durante os períodos de tramitação das duas leis referenciadas, documentados nos Diários e Anais destas duas instâncias legislativas.

Com a apresentação destes processos de aprovação das referidas leis, demonstrou-se, que, antes de qualquer consideração sobre a necessidade de amarrar a estrutura de repartição dos *royalties* ao conceito de renda mineral, os debates e proposições que se encontraram nas casas legislativas valorizaram outras funções para este rateio: promover políticas regionais compensatórias, compensar os beneficiários pelos ônus causados pela atividade de E-P e avançar o processo de descentralização fiscal. Se são louváveis estes propósitos, não o é, contudo, o instrumento (o rateio dos *royalties*) que os congressistas escolheram para operá-los[6].

Estas considerações iluminam a hipótese de que o critério de definição dos municípios beneficiários não tem outra razão que não uma política clientelista. O interesse dos legisladores com a aprovação do projeto traduzia seu comprometimento em beneficiar seus efetivos e potenciais redutos eleitorais. No limite, o processo de barganha pela apropriação dos *royalties* logrou transformar um recurso para a promoção de políticas de justiça intergeracional, de escala nacional, em um reforço de caixa para municípios "bem representados" nas casas legislativas.

Nas duas seções posteriores são tratados dois tipos especiais de negociação pública vertical, entre o governo nacional e as esferas sub-nacionais, que se utilizam dos *royalties* enquanto moeda de troca, tanto no sentido literal como figurado. A seção III.3 apresenta uma justificativa especial para a presente forma de rateio dos *royalties*, conformada pela não incidência de ICMS nas operações interestaduais com o petróleo. Neste caso, os *royalties* funcionariam, de forma particular, como mecanismo de ajuste de iniqüidades da estrutura fiscal brasileira.

---

[6] Não se trata aqui de agarrar-se a uma visão ingênua sobre o "bom uso" dos *royalties*, mas, antes, de valorizar a associação entre o rateio dos *royalties* e o conceito de renda mineral, desenvolvida no primeiro capítulo.

A seção III.4, por fim, cuida de apresentar a utilização dos *royalties* como valioso instrumento de garantia para repactuação das dívidas dos estados petrolíferos com a União, durante o segundo governo de Fernando Henrique Cardoso (1999-2002). Verificou-se que, especialmente o Estado do Rio de Janeiro, hipotecou importante parcela de seus recebimentos futuros de rendas minerais, com ampla aceitação do governo federal, uma vez que a antecipação de *royalties* tratava-se de um título líquido e certo, e ainda indiretamente indexado ao dólar, já que o *royalty* incide sobre o preço internacional do petróleo. O que pode ser tratado como lamentável é a abertura desta possibilidade de utilização dos *royalties* - de sua financeirização. Uma utilização radicalmente contrária a uma política de desenvolvimento preocupada com as gerações futuras. Financeirização esta cujo resultado é um recrudescimento da centralização dos *royalties* na instância federal, sem, contudo, qualquer vinculação com políticas públicas específicas, a não ser a da proteção macroeconômica de curto prazo.

Capítulo IV - A Distribuição e Aplicação dos *Royalties* entre os Entes Beneficiários: uma indicação sobre suas fragilidades e a proposição diretrizes para seu aprimoramento

Este capítulo assume o desejo de aproximar o regime de repartição e aplicação dos *royalties* no Brasil de um efetivo instrumento para promoção da justiça intergeracional, sistematizando um conjunto de sugestões, extraídas: dos debates em diversos fóruns presenciados e, por vezes, protagonizados pelo autor; da leitura da experiência internacional; dos projetos de lei em tramitação que procuram modificar as normas vigentes.

Esta tarefa propositiva é, contudo, antecipada pela exposição de evidências sobre as fragilidades das normas de rateio e aplicação dos *royalties*. As duas primeiras seções dedicaram-se a justificar a escolha da principal fragilidade das regras de rateio, qual seja: a presença de um determinismo físico, que elege a confrontação dos municípios com os campos petrolíferos (*offshore*) como principal critério para repartição das rendas petrolíferas. Observa-se que aqui se utiliza o termo rendas petrolíferas, na medida em que

tratou-se de verificar os efeitos distributivos não apenas dos *royalties*, mas também das *participações especiais*.

Um determinismo físico que não só reflete a desconsideração de critérios de repartição atentos ao objetivo de promover a justiça intergeraional, como é também provocador de uma substantiva concentração de recursos públicos em poucos entes beneficiários.

Como fragilidades adicionais evidenciou-se: a inexistência de um teto, que limitasse o volume das rendas petrolíferas transferidas aos entes subnacionais; a presença de uma regressividade no uso da população como critério complementar de rateio dos *royalties* (e não das *participações especiais*); a desvinculação das rendas petrolíferas à fundos específicos próprios aos GSNs; a ausência de mecanismos de controle social específicos para a destinação dada às rendas petrolíferas; a inexistência de critérios meritórios (*ex post*) para rateio das rendas petrolíferas, no sentido de premiar e punir os entes beneficiários segundo o uso dado à estas rendas. Para cada uma destas fragilidades, tratadas na seção IV.3, são propostas sugestões de aprimoramento, menos no sentido de apresentar modelos substitutivos prontos, mas sim como indicação de parâmetros alternativos.

Como fechamento desta seção introdutória cabe sugerir ao leitor a opção por uma inversão na ordem de leitura dos capítulos. Nos dois capítulos iniciais foram abordados regimes internacionais de cobrança, rateio e aplicação dos royalties, sobre os quais foram tecidas algumas comparações em relação a experiência brasileira, sempre que compreendia-se haver divergências relevantes e importantes para o foco da investigação. Contudo, estas comparações não poderiam ser detalhadas, o que poderá causar alguma frustração ao leitor, caso desconheça completamente o regime de cobrança, rateio e aplicação dos royalties no Brasil. Sendo este o caso, o leitor tem a opção de iniciar a leitura deste estudo pela seção inicial do terceiro capítulo, onde está apresentado o regime brasileiro para os royalties, retornando em seguida para a seqüência ordinariamente proposta.

Capítulo I – As Dimensões Fiscais e Extrafiscais do Royalty e a Pertinência de sua Repartição entre as Esferas de Governo Subnacionais (GSNs)

A expressão *royalties* usualmente designa o fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não renovável (material ou imaterial) que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por outras empresas ou indivíduos. A figura típica à qual o termo está associado é a do inventor ou proprietário de patente de produto ou de processo de produção que tem direito a receber *royalties* durante o período de tempo de vigência da patente.[7] Nesse caso, o sentido econômico de o Estado instituir e possibilitar a cobrança de *royalties* é bastante claro: o de incentivar a pesquisa para o desenvolvimento de novas invenções (Leal e Serra: 2002).

Mas este significado, ou mesmo a etimologia do vocábulo *royalty*[8], não servem como recurso didático para aclarar a compreensão do efetivo uso dado pelos Estados a este instituto ao longo de sua secular existência. Em função de inúmeros fatores - como a relação de poder entre Estado e companhias mineradoras, ou elasticidade da demanda e oferta do recurso explorado – o *royalty* fora concebido para variadas finalidades, fiscais e/ou extrafiscais.

---

[7] Ver, p. ex., as definições que constam em *The American Heritage Dictionary of the English Language* - "A share paid to an inventor for the right to use his invention" -; e no *Aurélio* – "Importância cobrada pelo proprietário de uma patente de produto, processo de produção, marca, etc., ou pelo autor de uma obra, para permitir seu uso ou comercialização".

[8] O termo origina-se do francês antigo *roialté*, ou, com a grafia moderna royauté: que é digno ou próprio do rei, ou da realeza. No *Principles of Political Economy and Taxation (1817)*, Ricardo defende que os recursos hídricos subterrâneos utilizados para irrigação deveriam ser tomados como propriedades do Estado, advogando a tributação do uso das águas retiradas de poços. Sendo o Estado representado pela figura real, deriva-se a etimologia *royalty* (SCHIOZER, 2002, p. 8).

Países diferentes, ou regimes tributários diferentes em um mesmo país, aplicaram e aplicam o *royalty* sobre a produção mineral para atender a objetivos específicos, muitas vezes plurais. Isso seria bastante para desautorizar uma interpretação do *royalty* como um instrumento padronizado[9]. Para além desta impossibilidade de padronização, deve-se observar que, muitas vezes, os Estados, ao longo da existência do instituto dos *royalties*, subvertem suas próprias proposições originais. As mudanças repentinas no cenário econômico mundial tornam inaceitável o congelamento duradouro, por exemplo, das estruturas fiscais do setor petrolífero; especialmente sensível às mudanças de rumo econômico. Pode-se imaginar, hipoteticamente, que em determinado regime tributário, o *royalty* incidente sobre a exploração de petróleo, originalmente arquitetado para funcionar como mecanismo de inibição do consumo desta poluente e não renovável fonte energética, passe a atender aos imperativos de arrecadação fiscal ou de repactuação da repartição tributária entre os GSNs.

Uma vez que o presente estudo visa avaliar os critérios de distribuição dos *royalties* entre as esferas públicas brasileiras, torna-se imprescindível apresentar o conjunto de possibilidades de utilização deste instrumento, o que constitui o objetivo do presente capítulo. A apresentação destas inúmeras possibilidades de utilização do *royalty*, responde tanto a uma necessidade metodológica, para prosseguir na avaliação dos critérios de distribuição deste recurso entre os municípios, como também atende ao interesse propositivo, desejoso por difundir a riqueza de possibilidades alternativas, ou complementares, no uso deste instrumento: fiscal, regulatória, compensatória, de desenvolvimento regional.

Ora, se a intenção é ajuizar os critérios de distribuição dos *royalties* é necessário, como ponto de partida, definir o papel (ou papéis) atribuído(s) a este instrumento. A análise de vários regimes fiscais internacionais vigentes, e de outrora, do segmento de Exploração e

---

[9] Como será visto ao longo do capítulo, sob o rótulo de *royalty* são instituídos instrumentos (fiscais e extrafiscais) com objetivos diversos. Da mesma forma, o papel cumprido pelo *royalty* em um determinado regime tributário pode ser coberto por um diferente instrumento fiscal ou regulatório em um outro regime tributário.

Produção de Petróleo e Gás (E-P) indica que são inúmeras as possibilidades de utilização do *royalty*, não sendo, pois, adequada uma avaliação da distribuição deste recurso sem uma referência sobre a(s) intencionalidade(s), explícita(s) ou implícita(s), de seus propositores. Assim, antecipando algumas possibilidades de utilização dos *royalties*, pode ser verificado, por exemplo, que a distribuição destes recursos em determinado país pode refletir uma "perfeita" adequação quando este instrumento é tomado como compensatório aos impactos de adensamento urbano, promovidos pelo segmento de E-P. No entanto, esta mesma distribuição, no mesmo país, e no mesmo momento, pode ser avaliada como "desastrosa" caso se tome os *royalties* como mecanismo de promoção de políticas de justiça intergeracional.

Até onde pôde avançar a pesquisa, é possível atribuir ao *royalty* incidente sobre a produção de bens minerais não renováveis cinco diferentes propósitos, que podem ou não ser combinados; a saber:

Como instrumento fiscal de captura pelo Estado de parte das rendas petrolíferas;
Como fundo de compensação pela alienação do patrimônio público;
Como mecanismo de internalização pelas companhias petrolíferas dos custos sociais associados ao segmento de E-P;
Como recurso compensatório aos impactos territoriais de adensamento ocasionados pelas atividades de E-P;
Como promotor de políticas de justiça intergeracional.

Estes usos alternativos para o *royalty* do petróleo foram selecionados a partir de uma revisão da literatura que discute princípios de tributação no setor mineral, como também daquela que estuda os vários regimes[10] fiscais do segmento de E-P. Desde já, deve-se esclarecer que, embora não tomado como tributo pela legislação nacional, que o trata como uma compensação financeira, sob o olhar da firma o *royalty* aparece sempre como uma

[10] Em função da possibilidade de existirem legislações tributárias próprias às esferas subnacionais, é possível que um mesmo país possua mais de um regime tributário para o segmento de E-P.

imposição tributária, quer esta recaia sobre o faturamento, o valor adicionado ou o lucro líquido da exploração mineral. Por esta razão, mesmo que nem sempre seja conceitualmente correto inserir o *royalty* no debate fiscal, é quase sempre possível encontrar a análise do *royalty* no rol dos estudos sobre tributação no setor mineral.

Neste espaço introdutório cabe ainda observar um importante constrangimento imposto à análise devido à própria dimensão política do objeto. Trata-se da limitação assumida pelo tratamento isolado do *royalty* em relação ao conjunto dos instrumentos fiscais vigente em qualquer regime tributário imposto sobre o segmento de E-P. A indústria do petróleo, a montante, geralmente sujeita-se à incidência dos seguintes tributos: imposto de renda (*corporate tax*); *royalty*; bônus de assinatura pela área de concessão para exploração e produção; taxa de ocupação (*rentals*); partilha de lucros extraordinários; bônus de produção e outros tributos indiretos (Simão: 2001). Ocorre, de fato, que determinados objetivos dos regimes fiscais nem sempre são concretizados por um único instrumento, mas sim por uma combinação destes[11]. Seja esta combinação deliberada ou não. Não foge o *royalty* a esta generalização, fato que, a rigor, exigiria, para uma exaustiva busca de mensuração da natureza do regime tributário incidente sobre o segmento de E-P, um complexo estudo acerca das funções e efeitos combinados dos instrumentos constitutivos deste regime.

A análise que se seguirá, no entanto, tomará o *royalty* de forma isolada. Trata-se de uma alternativa, de método, cujo resultado, não resistirá, certamente, ao argumento de que algumas das funções idealmente atribuídas ao *royalty* são já atendidas por outros instrumentos. Assume-se aqui o caráter limitado da análise, e com isso, renuncia-se ao

---

[11] Até meados dos anos sessenta nos países da OPEP vigia um regime tributário onde os *royalties* eram parte constitutiva do imposto de renda. Os *royalties* eram pagos, ad valorem, mas posteriormente eram abatidos do imposto de renda devido pelas companhias. Assim, quando da aferição do imposto de renda devido, as companhias apenas pagavam a diferença entre os *royalties* já pagos e o imposto devido (Penrose: 1968). Eis um exemplo que demonstra a combinação de instrumentos fiscais para um mesmo fim, qual seja, o de apropriação das rendas petrolíferas.

esforço de compreensão do complexo regime tributário brasileiro incidente sobre o segmento de E-P[12].

Mas esta etapa do estudo não intenta somente apresentar as variadas possibilidades de interpretação e utilização do *royalty*. Quer, complementarmente, buscar justificativas para eleger um uso para este instrumento que sirva como parâmetro para a avaliação crítica posterior dos critérios de repartição e aplicação dos *royalties*. A hipótese inicial, influenciada por Postali (2002), é a de que o *royalty*, como um componente da renda mineral, deve servir como instrumento de financiamento de políticas para promoção da justiça intergeracional. Esta hipótese inicial faz surgir, portanto, um especial interesse na indagação sobre a pertinência do pagamento de *royalties* aos GSNs. Indagação esta que atravessará, de forma longitudinal, a construção da presente etapa.

Neste capítulo, as seções coincidem com as alternativas de utilização do *royalty* que puderam ser observadas:

I.1 Como instrumento fiscal de captura pelo Estado de parte das rendas petrolíferas;
I.2 Como fundo de compensação pela alienação de um patrimônio;
I.3 Como mecanismo de internalização pelas companhias petrolíferas dos custos sociais associados ao segmento de E-P;
1.4 Como recurso compensatório aos impactos territoriais de adensamento ocasionados pelas atividades de E-P.
1.5 Como promotor de políticas de justiça intergeracional;

Em cada uma das seções: i) serão apresentados argumentos teóricos, técnicos e políticos que justificariam o específico uso dos *royalties*; ii) serão elencadas algumas experiências de utilização dos *royalties* que ilustram tais possibilidades; iii) será discutida a coerência de

[12] Para uma análise do regime tributário incidente sobre o segmento de E-P no Brasil, ver: Schiozer (2002), Barbosa e Gutman (2001) e Simão (2001).

repartição dos *royalties* entre as esferas subnacionais, em função de cada uma das possibilidades de utilização dos *royalties*. A seção 1.6 dedica-se às conclusões do capítulo.

I.1 - O *ROYALTY* COMO INSTRUMENTO DE CAPTURA DE RENDAS EXTRAORDINÁRIAS

> "(...) cabe registrar que o preço das coisas que não têm por si nenhum valor, ou seja, que não são produto de trabalho, como a terra, pode ser determinado por combinações casuais. Para vender uma coisa, é preciso apenas que seja monopolizável e alienável". (MARX, 1983, p.137).
>
> "O sobrelucro que se origina na atividade agrícola não se origina, portanto, do capital, mas do emprego de uma força natural monopolizável e monopolizada pelo capital." (IBID, p. 145).

É comum, em alguns fóruns, assistir aos representantes do setor petrolífero demandarem alívio quanto ao pagamento de *royalties* sobre a produção de óleo cru e gás natural. Entre o arsenal de seus nem sempre sinceros argumentos, reclamam pelo pagamento de um tributo adicional, o *royalty*, não incidente sobre os demais setores produtivos (com exceção do setor extrativo mineral).

Se o *royalty* cobrado sobre a indústria petrolífera é tomado como uma imposição fiscal adicional aos tributos corriqueiros que incidem sobre o setor produtivo, o seu pagamento estará condicionado ou à geração de lucros extraordinários (acima dos lucros médios auferidos pelo conjunto dos setores produtivos) pela atividade petrolífera, ou à capacidade deste segmento de repassar à frente (a jusante da cadeia produtiva) estes custos tributários adicionais. Caso contrário, a imposição do *royalty* implicaria em taxas de lucro inferiores à média geral, o que ocasionaria o abandono de capitais neste ramo.

São amplamente conhecidas as características (econômicas e institucionais) da indústria petrolífera que funcionam como barreiras à entrada, garantidoras de uma tendência a cartelização, e, conseqüentemente, da aferição de rendas extraordinárias (diferenciais) pelas firmas deste segmento industrial: investimentos elevados e de longo prazo de maturação, pesados riscos associados à atividade de exploração, indivisibilidade dos investimentos, rendas de posição (vinculados ao volume e à qualidade do mineral de determinada jazida),

investimentos em capacidade ociosa, além de plausíveis barreiras institucionais, como a imposição de limites aos capitais forâneos ou o monopólio legalmente constituído[13].

Portanto, é plausível defender que a cobrança de *royalties* pode ser primeiramente identificada com o objetivo de capturar rendas "diferenciais" em benefício de toda a sociedade, tal como postulado desde David Ricardo, em seus *Principles of Political Economy and Taxation, de 1817.* Para este, a renda diferencial é o lucro extraordinário produzido por aqueles capitais empregados em terras mais produtivas, isto é, em condições favoráveis relativas à fertilidade, transporte interno e distância dos mercados consumidores.

O lucro é extraordinário em relação ao lucro médio auferido pelos capitais empregados nas terras menos produtivas, ou marginais, cujas condições de produção (custos de produção) regulam o mercado agrícola. Para os economistas clássicos, deve-se ressaltar, as rendas minerais possuíam a mesma gênese das rendas agrícolas[14], sendo pertinente, pois, uma leitura dos princípios da tributação agrícola idêntica àquela que se aplica ao setor mineral[15].

Importa observar, a partir do postulado pelos clássicos, que a renda diferencial não faz parte do preço: "(...) a renda não é parte componente do preço das mercadorias (...). Estou convencido de que a clara compreensão deste princípio é da mais alta importância para o conhecimento da Economia Política." (RICARDO, 1996, p. 70). A renda surge em função

---

[13] Um detalhamento das rendas diferenciais associadas à indústria petrolífera pode ser encontrado em Dutra e Cecchi (1998).

[14] "Esse capitalista-arrendatário paga ao proprietário da terra, ao proprietário do solo explorado por ele, uma soma em dinheiro fixada contratualmente (...) pela permissão de aplicar seu capital nesse campo específico de produção. A essa soma de dinheiro se denomina renda fundiária, não importando se é paga por terras cultiváveis, terreno de construção, minas, pesqueiro, matas, etc." (Marx: 1983, p. 126).

[15] Não seria justo, entretanto, deixar escapar uma sutil divergência de Mill (1986), que vislumbrava nas minas, diferentemente das terras, a possibilidade dos seus proprietários limitarem a quantidade extraída, a fim de não exaurir as jazidas com excessiva rapidez. Esta observação, embora não tenha derivado na elaboração de uma original leitura da renda mineral, parece ser uma importante contribuição para compreensão do conceito mais moderno de renda mineral, o qual incorpora a dimensão temporal (finitude dos recursos), como será visto em seção posterior.

da diferença de rentabilidade entre terras de produtividade distintas. Embora exista a figura do proprietário para cobrar esta renda diferencial do capitalista, embora o capitalista tenha que computar este pagamento para controle de seu negócio, de fato, a renda só existe em determinada terra porque há uma outra de menor produtividade. Por isso a renda extraordinária deve ser tomada como residual, e não como um componente do custo de produção.

Se é seguro classificar o setor petrolífero como gerador de rendas diferenciais, nem sempre é certo que este mesmo setor destas se aproprie: geração e apropriação de rendas diferenciais nem sempre andam juntas (CARCANHOLO, 1984). Como já visto, segundo a tradição clássica, a renda é gerada em função de haver uma diferença entre as condições de produção nas terras mais produtivas e aquelas vigentes nas terras menos produtivas, ou marginais. Mas isto somente explica a geração das rendas diferenciais, e não sua apropriação, a qual dependerá da barganha política entre os agentes econômicos e entre estes e o Estado.

A apropriação das rendas extraordinárias poderá ser efetuada pelas companhias petrolíferas, pelos proprietários das jazidas de hidrocarbonetos (que podem ser públicas ou não), pelo conjunto da sociedade ou pelas comunidades diretamente atingidas pelo segmento de E-P. Este rateio será tanto reflexo da herança político-institucional de cada um dos Estados produtores, como das condições conjunturais do mercado de bens energéticos.

Seguindo a tradição clássica, a renda é efeito do preço elevado de um bem monopolizável, e a sua apropriação pelo proprietário deste bem seria realizada à custa de toda a sociedade. Para esta escola, portanto, a renda diferencial fundiária, ou mesmo a renda das minas, quando apropriada pelos proprietários, revela-se em um ganho para o qual estes não realizaram qualquer esforço. Este entendimento fez com que Mill, mais do que advogar uma taxação especial sobre a renda, defendesse uma outra leitura para o imposto fundiário:

> "O imposto territorial hoje vigente (o qual, na Inglaterra, infelizmente é muito baixo) não deveria ser considerado como um imposto, mas como um encargo sobre a renda, cobrado em benefício do público – uma parcela da renda reservada

> desde o início pelo Estado, parcela esta que nunca pertenceu aos senhores de terra nem nunca fez parte de sua renda, e portanto não deveria ser contada para estes como parte de sua tributação, de molde a isentá-los de sua justa cota de participação em todos os outros impostos." (MILL,1986, p. 301).

A adoção desta clara tomada de partido de Mill sobre a tributação das rendas diferenciais, se aplicada sobre o segmento de E-P, para o arrepio dos hodiernos defensores de um alívio tributário setorial, mais do que sustentar a função do *royalty* de captura de ganhos extraordinários, justificaria a não dedução desta parcela da base de cálculo para os demais impostos incidentes sobre a atividade.

A compreensão deste caráter residual da renda diferencial sugere uma reinterpretação das queixas dos pagadores de *royalties*, representantes do setor petrolífero: não seriam eles penalizados por um tributo adicional, mas sim haveria um tributo especial para captura das rendas diferenciais auferidas pelo setor petrolífero. Da mesma forma, segundo este mesmo postulado ricardiano, não seria permitido a nenhum consumidor final incorporar em seu discurso a reclamação de que paga mais pela gasolina, porque a indústria petrolífera é sobretributada pelos *royalties* na fase de extração. Ao contrário, se guiado pela proposição clássica da renda da terra, saberia que a indústria extrativa mineral somente paga *royalties* porque é geradora de um lucro extraordinário. A supressão dos *royalties*, desta forma, não baratearia o preço da gasolina, mas sim aumentaria a apropriação da renda diferencial gerada pelo setor petrolífero pelo próprio setor petrolífero.

"O trigo não encarece por causa do pagamento da renda, mas, ao contrário, a renda é paga porque o trigo torna-se mais caro, e, como foi observado, nenhuma redução ocorreria no preço do trigo, mesmo que os proprietários de terras renunciassem à totalidade de suas rendas." (RICARDO, 1996, p. 69)

Como será visto mais adiante (seção I.5) , a renda mineral não é originada de forma idêntica à renda da terra. Contudo, desde que a renda mineral seja vista também como residual, ou simplesmente como extraordinária, o *royalty*, portanto, de acordo com o

sugerido, pode ser interpretado como instrumento de capturar rendas diferenciais da indústria petrolífera[16].

Embora seja permitido associar o *royalty* com a função de captura de ganhos extraordinários das firmas petrolíferas, certo é que as *participações especiais* (instituída também pela Lei 9.478, 1997) poderiam cumprir mais diretamente este objetivo, pois, explicitamente, funcionam como um imposto adicional sobre os lucros extras advindos da exploração de jazidas com elevados patamares de produção. Esta última observação amplia o debate sobre a cobrança do *royalty*, ao destacar suas especificidades, frente a outros instrumentos fiscais, concernentes à captura das rendas petrolíferas. Neste debate, deve-se considerar o desafio do poder público regulador do segmento de E-P como sendo o de capturar o máximo possível das rendas setoriais e, ao mesmo tempo, patrocinar um ambiente político-institucional propício aos investimentos privados, com minimização de riscos políticos e aqueles associados ao setor[17]. Nesta direção, deve-se indagar até que ponto o *royalty* contribui para este desafio, *vis-à-vis* os demais instrumentos fiscais existentes ao alcance do poder público.

Tomando-se Postali (2002) como referência, observa-se que no setor extrativo mineral há dois importantes paradigmas para as relações entre o poder público e os investidores

---

[16] No contexto institucional atual brasileiro, segundo Dutra e Cecchi (1998, p. 13), o *royalty* pode ser compreendido como um instrumento para o órgão regulador competente buscar "articular suas imposições de forma a arrecadar exatamente o que seria o ganho extra dos produtores decorrente da falta de concorrência e mesmo, algumas vezes, repartir com o consumidor uma parte desses ganhos."

[17] "(...) a atividade de exploração de recursos minerais é caracterizada por um nível de incerteza maior que as demais atividades, ou seja, não se trata apenas do risco de mercado próprio da economia como um todo, mas também da existência de incertezas sobre a localização, extensão e a viabilidade das reservas minerais. Nesse sentido, não apenas a escolha do método de tributação do setor como também a própria relação entre o governo e os investidores privados na indústria de petróleo são essenciais para a percepção do risco por parte dos agentes privados." (Postali, 2002: p. 29)

privados: o primeiro, que adota uma abordagem da renda do recurso, é representado pela Escola da *Commonwealth*[18], e entende que

> "o governo deve jogar a carga tributária o máximo possível sobre a renda gerada pela atividade extrativa, e não deve extrair além dela. O argumento é que impostos sobre a renda são neutros, no sentido de não distorcerem decisões e perfis de investimento." (POSTALI, 2002, p. 35)

O outro modelo adota uma abordagem da barganha, na qual:

> "(...) a autoridade reguladora sofre influências dos interesses privados ao fixar as regras do mercado. Essa visão possui maior grau de realismo quando se trata de monopólio na oferta de investimentos para o setor e vale ressaltar que foi inspirada nas multinacionais que disputaram concessões para a exploração de óleo e gás em países em desenvolvimento do Oriente Médio, em décadas passadas(...) de acordo com essa corrente, as receitas pela atividade extrativa dependem das relações de poder no processo de desenho institucional do setor, ou seja, os benefícios provenientes da atividade (renda do recurso, quase-renda, lucros de monopólio e retornos do investimento) são distribuídos entre os setores público e privado através de um processo de barganha política." (IBID, p. 36).

O maior grau de realismo desta abordagem deve-se, em parte, à negação do agente governamental enquanto um agente maximizador das receitas públicas de longo prazo. Como querem os esquemas analíticos mais ortodoxos: "the common objective of both host government and mining companies is maximizing the present value of revenues generated by the mining activity" (KUMAR, 1991, p. 131, citado por ANDREWS-SPEED, 2000).

Contudo são largos os exemplos que indicam a importância de constrangimentos políticos na definição dos regimes tributários sobre o setor petróleo. Como descreve Penrose (1968),

---

[18] "A abordagem da renda do recurso, também conhecida como escola da Commonwealth, tem como principais representantes Garnaut e Ross, além de outros, como Penrose e Herfindahl. Segundo essa linha, o governo deve jogar a carga tributária o máximo possível sobre a renda gerada pela atividade extrativa, e não deve extrair além dela." (Postali, 2002: 35)

ao longo da história da OPEP os acordos de cotas e tributos entre os países membros foram inúmeras vezes desrespeitados, seja pela avidez de algum país por conquistar novos mercados, ou mesmo pela necessidade de reduzir a carga fiscal com o intuito de defender a sobrevivência econômica das companhias monopolistas, quando ameaçadas pela baixa internacional nos preços do petróleo, pois os tesouros públicos de muitos desses países não podiam prescindir das rendas auferidas sobre as atividades destas companhias.

Ainda como forma de ilustrar o maior realismo da abordagem da barganha, para esclarecer a captura de renda, vê-se que no final da década de cinqüenta os países do Oriente Médio lograram, mesmo em uma conjuntura de preços do petróleo declinantes, elevar a alíquota do *royalty* sobre as companhias petrolíferas, fato que foi interpretado por Penrose (1968) como resultado de uma disputa política. Nesta pesou, a favor dos países hospedeiros das companhias, o medo destas enfrentarem uma desapropriação tal qual a realizada anos antes no Irã e no Iraque. Ao mesmo tempo, a autora reconhece que para muitas das grandes companhias, a elevação da alíquota do *royalty* também servia como forma de eliminar a concorrência das menores firmas.

Nesta linha de raciocínio, é a barganha que definirá um regime fiscal mais ou menos vantajoso para governo e empresa privada, em função, entre outros fatores, da combinação entre tributos condicionais e incondicionais. O bônus de assinatura, adotado no Brasil, que corresponde a um pagamento realizado de uma só vez no ato do contrato de concessão, ou de forma parcelada, é uma exação incondicional, que independe do sucesso exploratório. O *royalty*, por sua vez, como um imposto que incide sobre o valor da produção (*ad valorem*) só é pago caso haja sucesso exploratório; portanto, trata-se de um imposto condicional. Contudo, o *royalty* é cobrado a partir de uma alíquota fixa, não estando condicionado à efetiva rentabilidade dos campos petrolíferos[19]. Assim, em um nível mais alto de condicionalidade estariam os impostos diretos sobre a renda do setor, reforçados no Brasil

[19] A Lei do Petróleo (9478/97) permitiu a ANP definir alíquotas diferenciais para os *royalties* entre 5% e 10%, segundo características ligadas a economicidade de exploração de cada campo petrolífero. Trata-se de uma flexibilização da alíquota dos *royalties*, mas ainda muito distante, certamente, da condicionalidade permitida por impostos diretamente incidentes sobre as rendas efetivamente auferidas.

pelas *participações especiais,* as quais incidem não sobre o valor da produção mais sim sobre as receitas líquidas dos campos petrolíferos de elevada rentabilidade.

Quanto menor o grau de condicionalidade do tributo, menores os riscos governamentais com a arrecadação, contudo menor também o volume de investimentos, dada a exacerbação dos riscos para a empresa privada. Um regime fiscal fundado em impostos incondicionais pode minar a capacidade arrecadatória governamental via inibição dos investimentos no setor.

Já um regime fiscal baseado em impostos puramente incondicionais, como o imposto sobre a renda mineral, apresenta um caráter de neutralidade[20], não afugentando investimentos setoriais, o que contribui para a ampliar a base de arrecadação tributária. Por outro lado, o mesmo regime, baseado em impostos condicionais, pode aviltar a capacidade de arrecadação governamental, através da presença de assimetrias de informação:

> "(...)o problema do IRR (Imposto sobre a Renda do Recurso) é que sua base de incidência é manipulável pela firma concessionária, que pode sobrevalorizar seus custos, com vistas a recolher menos tributos. Isso reduziria os benefícios governamentais, pois abre espaço para a apropriação de rendas indevidas (rendas de informação) pelo agente concessionário" (POSTALI, 2002, p. 80).

É nítido, pois, o *trade off* governamental, entre adotar uma maior carga de impostos incondicionais, com menos riscos governamentais e com menor volume de investimentos privados; ou implementar um regime fiscal mais centrado em impostos condicionais, possibilitar maior volume de investimento setorial, mas fragilizar a capacidade de arrecadação, diante da possibilidade de sonegação fiscal[21]. Citado por Postali (2002),

---

[20] "Complete neutrality in taxation involves the government taxing no more and no less than the economic rent." (ANDREWS-SPEED, 2000, p. 1.10)

[21] A magnitude da renda mineral, conforme sistematizado por Andrews-Speed (2000), depende: i) do tamanho, nível e facilidade de extração do depósito; ii) de sua localização física; iii) da infra-estrutura de transporte; iv) da eficiência do gerenciamento do projeto; v) do tamanho e natureza do mercado local; vi) das habilidades das tecnologias locais. Em virtude deste emaranhado de variáveis, Cordes (1995, p. 39), citado

Leland (1978) demonstrou que sendo ambos, governo e investidor, avessos ao risco, as soluções mais adequadas para os regimes de regulação são aquelas baseadas em combinações de impostos condicionais e incondicionais[22].

O *royalty*, embora condicionado à descoberta de petróleo e, no caso brasileiro, a fatores que afetam a economicidade dos campos petrolíferos, minimiza o risco governamental, uma vez que, por ser *ad valorem*, torna este menos susceptível à sonegação. Assim apresenta-se como um instrumento fiscal de características interessantes para o poder regulador, sendo certo que, como argumentado por Postali (Ibid, pag. 80), é um imposto não neutro na medida que é capaz de obstruir projetos marginais viáveis em sua ausência, ou seja*," produzir um nível de investimento subótimo.*"

O nível de condicionalidade do *royalty* também pode ser flexibilizado ou enrijecido em determinados regimes tributários, onde sua alíquota é oferecida, em leilão, pelas empresas interessadas em obter uma concessão de exploração, assim como se fazia na Líbia, na década de sessenta (Penrose: 1968). Neste regime, em função do nível de conhecimento das firmas em relação a economicidades do campo petrolífero, o *royalty* pode ter seu atributo condicional ampliado ou reduzido. Na Noruega, Congo e na Costa do Marfim, pode-se encontrar, talvez, o uso do *royalty* sob máxima condicionalidade, uma vez que nestes países a alíquota do *royalty* varia em função do nível de produção (Simão: 2001, Padila:1991). Assim como no início do século XX, precisamente em 1901, a concessão adquirida por William Knox D`Arcy junto ao governo da Pérsia estipulava uma alíquota de *royalty* de 16%, incidente sobre o lucro líquido da companhia, portanto, um imposto plenamente condicional (Simão, 2001).

Este conjunto de observações propostas acerca da função do *royalty* de capturar rendas extraordinárias não pode justificar seu recolhimento às esferas de governo subnacionais (GSNs). As rendas extraordinárias ou são fruto de um monopólio legal, sustentado pelo

---

pelo mesmo Andrews-Speed, afirma que: "mineral rent are extremely difficult to measure, by category or even in general."

[22] Algumas destas propostas de combinações tributárias podem ser vistas em Postali (2002).

Estado, e baseado na exploração de um bem público, ou são originárias de uma posição oligopolista, freqüente ao segmento de E-P, cuja política de formação de preços é regulada pela esfera nacional de governo. Em função destas considerações, a captura de rendas extraordinárias parece ser exclusividade da União, a não ser que fossem os GSNs proprietários das jazidas e/ou sobre estas realizassem a função regulatória.

I.2 - COMO FUNDO DE COMPENSAÇÃO PELA ALIENAÇÃO DE UM PATRIMÔNIO.

> "O agricultor contrata devolver a terra tão rica quanto recebeu; uma companhia mineira não pode fazer o mesmo; e, enquanto a renda paga pelo agricultor é calculada por ano, a renda da mina consiste principalmente em royalties que são cobrados em proporção das quantidades extraídas dos depósitos naturais." (MARSHALL, 1982, p. 155)

Em função desta percepção, Marshall sustenta que o *royalty* não é uma renda, embora seja comumente assim chamado[23]. O *royalty* seria, alternativamente, associado por este autor como um direito. Um direito de exploração sobre uma riqueza acumulada; acumulada pela natureza, mas tomada agora como propriedade privada.

Marshall utiliza como recurso didático à comparação do pagamento do *royalty* como sendo equivalente a uma hipotética despesa adicional paga pelo arrendatário agrícola ao proprietário fundiário em virtude de uma tecnologia utilizada equivocadamente pelo primeiro que diminui a produtividade da terra do segundo. Uma compensação sobre os danos causados à riqueza natural do proprietário.

O *royalty*, visto como um direito do proprietário da mina, é encarado como um encargo, cuja função se limita a cobrir o desfalque de uma mina pela extração do minério. Isto em função do caráter finito do recurso mineral. Este pagamento ao proprietário da mina, quando bem ajustado pelo mercado, representa a exata compensação pela diminuição no valor da mina, enquanto fonte de riqueza no futuro.

---

[23] Marshall alerta para o reconhecimento de Ricardo quanto a esta diferença: "A compensação dada (pelo arrendatário) por uma mina ou pedreira é paga pelo valor do carvão ou da pedra que pode ser extraída delas, e não tem relação com as forças originais e indestrutíveis da terra" (Ricardo, citado por Marshal, 1982: 155). Contudo, na visão de Marshall, Ricardo não explora esta diferença na interpretação da gênese da renda das minas, como será visto na seção I.5.

Em um quadro institucional, como o brasileiro, onde os recursos naturais do subsolo pertencem à União[24], ou seja, quando as jazidas são nacionalizadas, o *royalty* pode ser compreendido como um fluxo de pagamentos associado ao preço de venda de um bem do patrimônio público, conforme sintetiza Schantz (1994, p. 36):

> "One broad view is that a royalty is payment for publicly owned wealth that is liquidated when minerals are extracted and sold. According to this view, the federal royalty is analogous to royalties often collected by private landowners. It is the price of in-ground minerals ie the mineral rent."

Ou, como argumenta Andrews-Speed (2000), quando os direitos minerais pertencem ao Estado, os tributos são o preço de exploração de um ativo público. Com base nesse entendimento, pode-se simplesmente classificar o fluxo de pagamentos decorrente dos *royalties* como receita patrimonial da União. O que revela interesse sobre peculiaridades acerca da aplicação das receitas de *royalties* nos EUA, como será visto a seguir.

Neste regime fiscal, em relação aos recursos arrecadados com base na produção *offshore*, os estados costeiros recebem 27% do que é produzido nos campos petrolíferos situados em perímetros definidos na legislação (que variam entre 3 e 6 milhas de distância da costa). A maior parte dos recursos arrecadados com base na produção *offshore* vai para contas vinculadas do Tesouro americano: um fundo para ampliação e conservação de áreas federais (*Land and Water Conservation Fund*) e um fundo de preservação do patrimônio histórico (*Historic Preservation Fund*).

Verifica-se, assim, que nos EUA, grande parte da arrecadação obtida com os *royalties* sobre a mineração e a extração de petróleo está vinculada a objetivos de ampliação e conservação do patrimônio ambiental e histórico. Essa vinculação é coerente com a idéia de que os

---

[24]Artigo 176 da Constituição Federal: "As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra".

royalties constituem venda de patrimônio público e que, portanto, as receitas auferidas devem ser aplicadas na ampliação e conservação de outras formas de patrimônio público.

Diferentemente da primeira perspectiva, que encara o *royalty* como a parte da renda mineral capturada pelo proprietário da jazida, seja este privado ou público, a interpretação do *royalty* como mecanismo compensatório à riqueza exaurida, separa-o das rendas minerais. De acordo com esta segunda perspectiva, o preço do mineral seria formado pelo custo de produção, pelas rendas minerais (residuais) e pelos direitos de uso (ou *royalties*) pagos pela companhia mineradora ou petrolífera ao proprietário da jazida, seja este privado ou público.

Estritamente sob esta última perspectiva, e sob a hipótese da propriedade da jazida ser da União, não se encontra razão para o pagamento de *royalties* às esferas subnacionais por critérios de proximidade ou nível de impacto da atividade petrolífera sobre o território. O *royalty*, sendo um mecanismo compensatório, deve sim favorecer ao seu proprietário, no caso brasileiro, a União, que pode até descentralizar estes recursos, reparti-los entre as esferas de governo subnacionais. Porém esta repartição, deveria ocorrer de forma universal, atendendo a todos os entes federados segundo algum critério pré-definido. Se as receitas dos *royalties* são seletivamente distribuídas entre apenas uma fração dos entes federados, seja por critério de proximidade com os campos petrolíferos ou outro qualquer, fica claro que o uso dado a este instrumento no Brasil não se limita ao aspecto compensatório.

I.3 - COMO MECANISMO DE INTERNALIZAÇÃO NAS COMPANHIAS PETROLÍFERAS DOS CUSTOS SOCIAIS ASSOCIADOS AO SEGMENTO DE E-P;

Uma terceira função passível de ser atribuída aos *royalties* é sua propriedade de "internalizar" os custos sociais relacionados à utilização de derivados de petróleo (poluição do ar, custos de manutenção de rodovias e demais externalidades negativas), tal como proposto desde Pigou, na década de vinte. A extração de petróleo e o consumo de seus derivados provocam degradações ambientais e exigem despesas de manutenção de equipamentos públicos que recaem sobre o conjunto da sociedade.

As imposições fiscais sobre as firmas produtoras de petróleo e sobre os consumidores de derivados funcionam como forma de restabelecer o equilíbrio de mercado, acrescentando ao preço dos bens parcela adicional direcionada ao financiamento público dos investimentos necessários à minimização dos aludidos custos sociais. Portanto, a cobrança de *royalty* pode atender, complementarmente aos demais tributos e taxas incidentes sobre a atividade de produção das firmas petrolíferas, ao princípio de internalização dos custos sociais associados àquela indústria (Leal e Serra: 2003).

Para apreensão desta possibilidade de interpretação do *royalty* como mecanismo de internalização dos custos sociais gerados pelo segmento de E-P, é preciso, mesmo que rapidamente, passar pelo conceito de externalidade econômica. A externalidade econômica compõe uma das seis falhas de mercado das economias capitalistas, assim descritas por Stiglitz (2000): i) competição imperfeita; ii) existência de bens públicos; iii) externalidades; iv) mercados incompletos, v) informação imperfeita; vi) desemprego e outros distúrbios macroeconômicos. O reconhecimento pela escola neoclássica destas imperfeições, não sanadas pela dinâmica do mercado, gera um argumento racional para a intervenção estatal no sistema econômico, de modo a corrigir estas imperfeições.

As externalidades são efeitos, positivos ou negativos, causados pelo conjunto de agentes econômicos sobre outrem; efeitos estes, que, no caso positivo, não foram pagos pelo agente

beneficiado, e, no caso negativo, não geraram qualquer tipo de compensação aos agentes prejudicados[25].

Segundo a análise de Pigou, as externalidades se originam da diferença entre o produto marginal privado líquido e o produto marginal social líquido. Isto ocorre quando parte do produto de uma unidade econômica privada estende seus efeitos, positivos ou negativos, sobre outras unidades econômicas (ACSELRAD, 1995).

Uma proposta ortodoxa para solução das externalidades através do próprio mercado é traduzida pelo Teorema de Coase, segundo o qual as partes envolvidas podem juntas fazer algumas combinações através das quais as externalidades são internalizadas e a eficiência do sistema é assegurada. Contudo, assevera Stiglitz (2000), soluções privadas para o problema das externalidades são frágeis, na medida em que não dão conta da presença de *free-riders*, e tampouco da distribuição imperfeita das informações entre os agentes. As soluções privadas são também limitadas para distribuir os custos de transação, os custos de auto-regulação, externando ainda uma visão irrealista acerca do acesso democrático à justiça, como se esta fosse universalizada, e como se os custos dos litígios, combinados com o grau diferenciado de expectativas quanto ao desfecho destes, não implicasse em acessos diferenciados aos recursos legais.

Pigou, muito antes de Coase, já havia afirmado, que as externalidades, positivas ou negativas, não poderiam ser minimizadas por alterações contratuais entre as partes envolvidas (unidades geradoras e receptoras das externalidades) "porque a divergência (entre o produto marginal privado e social) provém de serviços ou prejuízos causados a pessoas que não têm entre si nenhuma relação contratual" (Pigout: ano; citado por Acselrad: 1995).

---

[25] Stiglitz (2000, p. 215) assim conceitua externalidade econômica: "Whenever an individual or firm undertakes an action that has an effect on another individual or firm, for which the latter does not pay or is not paid(...)"

Estão afastadas, portanto, por irrealismo, as soluções privadas para o problema das externalidades. Estas podem até encontrar terreno plausível no estatuto de um clube recreativo ou condomínio residencial, mas não resistiriam a uma mudança de escala, sendo, pois, insuficientes para tratar da complexidade e gigantismo das externalidades pertinentes ao segmento de E-P.

Afora a distância contratual entre os pólos, gerador e receptor, das externalidades, há ainda severas dificuldades, ou mesmo a impossibilidade, de precificação destas. Os custos privados de uma unidade econômica são comensuráveis, expressos em transações mercantis entre agentes econômicos, reguladas pelo espaço dos direitos jurídicos de propriedade. Alternativamente, os custos sociais externados pela atividade econômica são fictícios, "no sentido econômico, e para o qual não existe expressão monetária mediante transações voluntárias estabelecidas entre agentes que atuam no espaço dos direitos de propriedade" (ACSELRAD, 1995, p. 131).

Segundo ainda Acselrad, a idéia de ficção sobre o processo de precificação das externalidades nutre-se das interdependências que ocorrem neste espaço externo ao mercado: as externalidades são difusas, muitas delas globais, de difícil individualização, instáveis e cambiantes; "ademais, elas dão lugar a mudanças irreversíveis, processos cumulativos ou defasados no tempo. Todas essas características oferecem uma séria resistência, bem constatada empiricamente, às tentativas de internalização mercantil (das externalidades)." (Godard, citado por Acselrad: 1995).

Mas, mesmo que fosse possível a quantificação das externalidades, é forçoso reconhecer que, como defende Acselrad (1995, p. 131), "a sustentabilidade ecológica global não é idêntica à soma das intervenções sustentáveis da multiplicidade de agentes econômicos". Ou seja, ainda que fosse possível ajustar, via mercado, ou sob a intervenção governamental, as diferenças entre os custos privados e suas repercussões sentidas alhures, tal

procedimento não seria suficiente para a garantia de um crescimento econômico ambientalmente sustentado[26].

Mesmo diante de todas estas dificuldades para mensuração das externalidades, é preferível tangenciá-las do que abandonar a difícil empreitada[27]. Sendo certo, contudo, que as soluções das externalidades exigem, a presença do setor público[28], e podem ser divididas primeiramente em dois grandes conjuntos: i) as soluções baseadas no mercado (*market-based*), nas quais são criados ambientes institucionais para negociação das externalidades; ii) soluções baseadas na regulação direta, nas quais há normas proibitivas para as externalidades ou definidoras de seus limites, sendo estas universais e inegociáveis.

Distingui-se três tipos de soluções baseadas no mercado[29]:

i) A cobrança de multas e tributos: que em sua forma mais simples impõe uma carga na proporção da quantidade de emissão de poluição;

ii) Oferta de subsídios governamentais às firmas, proporcionais a redução da emissão por estas últimas, os quais podem ser concretizados através de incentivos aos investimentos privados na aquisição ou desenvolvimento de tecnologias para controle da poluição;

---

[26] Em função destas dificuldades em tratar as externalidades no âmbito da economia de mercado, Acselrad (1995, p. 135) pôde asseverar que "a noção de externalidade configura assim o buraco negro do individualismo metodológico que fundamenta a economia neoclássica, evidenciando sua incapacidade de equacionar as dimensões coletivas e não mercantis da produção social."

[27] "A ação política pode e deve ser hoje desenvolvida ao invés de esperar-se a solução das incertezas remanescentes quanto aos dados sobre custos externos, pois é melhor estar aproximadamente certo do que precisamente errado" (Hohmeyer & Ottinger, apud Acselrad: 1995).

[28] Segundo Stiglitz (2000, p. 224) a tarefa do governo é contribuir com o setor privado para este encontrar um nível socialmente eficiente de poluição, para fazer indivíduos e firmas agirem de forma a levar em conta os efeitos de suas ações sobre os outros.

[29] Retirado de Stiglitz (2000).

iii) Criação e regulação de um mercado de direitos de poluição (*marketable permits*): um sistema no qual são combinados a determinação de um limite para a poluição e um mecanismo de adaptação dos níveis de poluição via mercado (como previsto pelo Protocolo de *Kioto*).

De acordo com este raciocínio, a cobrança de *royalty*, um tributo *ad valorem*, proporcional, portanto, ao valor e volume do mineral produzido, funcionaria como um mecanismo de internalização dos custos sociais do primeiro tipo: quanto maior a produção de óleo ou gás por determinada companhia, maior, por exemplo, é a sua contribuição para a poluição atmosférica e para a depreciação das rodovias, sendo também maior o pagamento de *royalties* efetuado pela companhia, entre outros tributos. Esta contribui assim, proporcionalmente à sua produção, com o financiamento público para cobertura dos custos sociais acrescidos na área da saúde, meio ambiente e manutenção de estradas.

No caso brasileiro, contudo, os *royalties* que se destinam ao governo federal não estão vinculados a nenhum fundo destinado a estes investimentos, o que demonstra que nunca foi esta a função pensada para a cobrança deste recurso[30]. Além do que, o sistema tributário nacional prevê outros mecanismos de internalização dos custos sociais gerados pelas companhias petrolíferas, como o próprio imposto de renda, ou as taxas e multas vinculadas ao risco e dano ambiental. Sendo certo que também o consumidor final dos derivados do petróleo e gás, participam, de acordo com seu consumo, do financiamento público para enfrentamento das externalidades negativas geradas pelo uso do petróleo e gás como fonte de energia, ou insumo industrial.

E quanto aos governos subnacionais (GSNs), deveriam estes receber *royalties*, de acordo com a visão que associa este recurso com a função de internalizar custos sociais? A resposta exige uma separação escalar. Se as externalidades negativas são aquelas associadas aos danos provocados pelo uso do petróleo e gás como matriz energética, ou como insumo produtivo, seus efeitos espalham-se por todo o território, sendo maiores nas regiões de

[30] Ver no capítulo III detalhamento dos critérios de rateio dos *royalties* no Brasil.

maior densidade econômica, onde, por exemplo, são mais elevadas as concentrações de automóveis e indústrias químicas.

Nesta escala de espraiamento dos efeitos externos negativos da indústria petrolífera, os GSNs poderiam ser beneficiados com os *royalties* na proporção dos impactos danosos causados pelas concentrações acima referidas. Contudo, os sistemas tributários, em geral, já prevêem mecanismos regionais de associar o potencial poluidor da firma ou indivíduo com as suas cotas de financiamento do setor público. No caso brasileiro, o sistema tributário realiza esta associação, principalmente, através dos impostos sobre o consumo (o ICMS sobre os combustíveis e outros derivados do petróleo), como também através de impostos diretos especiais, como o IPVA (Imposto sobre Propriedade de Veículos Automotores).

Portanto, de acordo com o princípio da internalização dos custos sociais, seria plausível a repartição dos *royalties* entre os GSNs, desde que este rateio fosse universal (pois não há nenhum município que não consuma algum derivado do petróleo e gás) e guiado por algum critério de proporcionalidade em relação às externalidades negativas provocadas pelo uso do petróleo e gás como fonte de energia ou insumo produtivo. Embora, como visto, existam instrumentos tributários mais eficientes para tal finalidade.

Mas no Brasil a distribuição dos *royalties* entre os GSNs não é universal e, tampouco, orientada por critérios que procurem associar o potencial poluidor do agente econômico à sua contribuição para o financiamento público. Isto se dá pelo fato de a legislação nacional valorizar uma outra escala para os efeitos negativos da indústria do petróleo, uma escala pensada pelo legislador que valoriza as externalidades ligadas aos impactos territoriais do processo de E-P (e não as externalidades de efeito nacional, associadas ao consumo do petróleo e seus derivados[31]), como será visto na próxima seção.

---

[31] De fato, os critérios de distribuição dos *royalties* entre os GSNs, vinculam a aplicação destes recursos em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico (Lei 7525/86). Incorporando, portanto, dois tipos de investimentos saneadores das externalidades negativas da indústria

I.4 - O *ROYALTY* COMO RECURSO COMPENSATÓRIO AOS IMPACTOS TERRITORIAIS DE ADENSAMENTO OCASIONADOS PELAS ATIVIDADES DE E-P.

> "The need to satisfy the aspirations,(..), of communities living in and around mines has been brought home forcefully in recent years. Governments and companies are beginning to recognise that these communities may be entitled to legal rights over the deposits and are certainly entitled to be consulted during mine development and to receive direct and indirect beneficits from the minning activity" (Andrews-Speed e Rogers, 1999, p. 224).

A citação acima reúne duas importantes afirmações que auxiliam na apresentação do *royalty* como um instrumento de compensação aos impactos territoriais causados pelo segmento de E-P. Destaca-se em primeiro lugar o emblema de novidade dado ao reconhecimento do direito das localidades impactadas pela atividade de mineração receberem benefícios diretos ou indiretos.

Este reconhecimento tardio deveu-se ao fato de o debate sobre tributação mineral ter durante muito tempo focado a questão da divisão da renda econômica entre as companhias estrangeiras e o governo dos países em desenvolvimento que passaram por um amplo e demorado processo de abertura de mercado e desestatização do setor mineral (Andrews-Speed e Rogers, 1999). O foco político esteve assim centrado na discussão sobre a exploração das riquezas minerais alheias, voltando-se o esforço da pesquisa para regimes tributários que combinassem a "justa" remuneração das mineradoras com uma "justa" apropriação das rendas minerais pelos países palco da ação destas companhias. A referida

---

do petróleo: pavimentação de rodovias e proteção ao meio ambiente. Mas isto não pode ser interpretado como intenção de valorizar compensações de externalidades ligadas ao consumo de petróleo e seus derivados, seja em virtude dos outros setores beneficiários (saneamento, irrigação, etc.), seja em função do seleto grupo de GSNs beneficiários dos *royalties*.

afirmação de Andrews-Speed e Rogers deixa transparecer que pouca atenção fora dada à discussão sobre como repartir a renda mineral entre as esferas governamentais, enquanto permaneceu central a questão sobre a participação governamental nas rendas minerais.

No Brasil, deve-se registrar que, desde a criação da Petrobras, em 1953, estavam previstas compensações aos Estados e Municípios. Isso se deveu, provavelmente, tanto a preocupações com a autonomia política e fiscal dos municípios brasileiros, quanto ao fato de a exploração de petróleo em escala ter já nascido estatal, o que leva, portanto, a discussão sobre a participação governamental nas rendas minerais não ser tão relevante.

Voltando ao argumento de Andrews-Speed e Rogers. Superado o debate maior sobre o quinhão da renda mineral cabível ao Estado, parece que mais recentemente os países palco das atividades de mineração voltam-se para a discussão sobre seus retornos de longo prazo, e qual sistema tributário adotar para este fim. Entre as mais recentes preocupações relacionadas pelo autor está o papel do sistema fiscal nas políticas locais ou comunitárias.

A segunda idéia-força do trecho extraído de Andrews-Speed e Rogers no início da seção se refere ao reconhecimento do direito legal das comunidades locais receberem compensações pela extração de minerais de seus solos. Com referência a este ponto ressalta-se não ser trivial a distinção entre direito e direito legal às compensações. Direito às compensações diz respeito a justeza do pagamento de *royalties*, ou outros instrumentos compensatórios, às esferas locais em virtude de impactos causados ao território pelo segmento de E-P. Com a extensão do processo de E-P, o acúmulo de efeitos danosos sobre as comunidades locais pode escancarar a necessidade de compensá-las financeiramente, o que pode ensejar a criação de regras para favorecer estas comunidades.

Direito legal, diferentemente, refere-se à obediência de normas legais pré-estabelecidas, tais como aquelas que reconhecem a propriedade dos governos ou comunidades locais sobre a riqueza mineral de seus subsolos. Não se quer com esta distinção (direito *vs* direito legal) instaurar um problema de semântica, mas sim destacar a questão sobre as razões das localidades receberem *royalties*: i) recebem quando são negativamente impactadas pelo

segmento de E-P; ii) recebem porque são proprietários das jazidas minerais, e por isso fazem jus a uma compensação pela riqueza exaurida.

Para a discussão sobre a pertinência de interpretar o *royalty* como um instrumento compensatório aos impactos de adensamento causados pelo segmento de E-P, propõe-se antes uma distinção entre efeitos mais imediatos e aqueles de longo prazo.

Como é sabido o sistema tributário nacional não prevê qualquer instrumento fiscal compensatório aos específicos impactos causados por Grandes Projetos Industriais (GPIs). A carga fiscal sobre a atividade econômica, aqui incluídos os GPIs, varia em função do faturamento, do valor agregado, das receitas líquidas e ainda de acordo com caráter mais ou menos poluente da atividade. Se um GPI paga pesados impostos é sempre em função da magnitude das variáveis antes relacionadas, e não em função de existir uma exação específica para cobrir gastos públicos relacionados ao enfrentamento dos impactos especiais causados pelos GPIs sobre os territórios que lhe dão suporte. Contudo, é bastante comum a associação do *royalty* como um instrumento de compensação aos efeitos danosos, presentes, do segmento de E-P sobre o território Nota-se aqui uma associação capaz de desfocar tanto o debate sobre a repartição dos recursos, como aquele pertinente à sua aplicação.

O motivo apontado acima é reforçado por um outro objetivo que está usualmente associado à cobrança de *royalties*: o de indenizar ou compensar os impactos causados sobre o meio ambiente pelas atividades de mineração. Conforme aponta Schantz (1994, p. 36):

> "Another justification sometimes offered for a royalty is that it compensates for environmental impacts. While site-specific arrangements made for mining permits resolve the more acute conflicts, royalties address the residual impacts. ... If direct controls exercised by the government were made more stronger, the need for the royalty to account for residual pollution would move inversely.

> A royalty in this case is the value of remaining environmental impacts."[32]

Do que foi dito acima, poderia ser deduzido então que a aplicação da receita de *royalties* deveria destinar-se a prover os governos locais e estaduais dos recursos necessários ao atendimento da demanda extraordinária por serviços públicos, ou para compensar outras externalidades negativas causadas pelo segmento de E-P. Esse entendimento, porém, embora seja o mais difundido entre os defensores do pagamento de *royalty* às esferas subnacionais, não fundamenta adequadamente o sentido econômico específico que justifica a aplicação de parte desta compensação nas regiões produtoras, pelo motivo que é apontado a seguir.

A elevação do fluxo de renda local e regional provoca o crescimento da base tributária permitindo o aumento da arrecadação através dos instrumentos impositivos clássicos. No caso do Brasil, o aumento da arrecadação deveria ocorrer, principalmente, através do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e das receitas tributárias municipais.

Contudo isto não ocorre. Como será visto no capítulo III, as operações interestaduais com petróleo estão isentas de ICMS. Em função desta isenção, a aplicação de parte das receitas de *royalties* nos estados ou regiões produtoras tende a ser vista como mecanismo de correção desta *injustiça*. Adiantando algumas sugestões, pode-se argumentar que o caso brasileiro é um exemplo gritante dessa confusão: atribui-se aos *royalties* a função de compensar os estados produtores da isenção constitucional de cobrança do ICMS sobre petróleo bruto enviado a outros estados. Evidencia-se com isto uma necessidade adicional de reforma e adequação da estrutura tributária nacional:

---

[32] Note-se que essa associação com os impactos das atividades de mineração e extração de petróleo torna a cobrança de *royalties* uma espécie de tributo de caráter regulatório, uma imposição destinada a ser tanto menor quanto mais eficiente for o controle direto sobre as atividades poluidoras. Os custos dos impactos sobre o meio ambiente devem ser internalizados na atividade extrativa através de legislação e controle adequados.

> "Face à isenção de ICMS sobre o petróleo bruto enviado a outros estados, urge que as classes empresariais, políticas e acadêmicas do Estado do Rio de Janeiro aprofundem-se no estudo da legislação internacional de royalties e impostos incidentes sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural. O Estado poderá reivindicar a majoração das alíquotas de indenizações pela exploração de petróleo e gás natural em sua Plataforma Continental ou a mudança da legislação tributária sobre estes produtos não renováveis".(Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, 2000, p.V)

Porém, os recursos de *royalties* carecem de sentido econômico específico quando tomada como mecanismo de correção de supostas iniquidades tributárias, tornando-se parte do fluxo de receitas correntes de estados e municípios.

Não é, pois, definitivamete, o adensamento urbano (e a elevação correlata da demanda por equipamentos e serviços públicos) o que justifica o recebimento de *royalties* pelos estados e municípios impactados pela atividade petrolífera, mas sim a qualidade finita deste adensamento urbano. Fosse o adensamento urbano razão para o pagamento de *royalties*, todos aqueles municípios e estados onde estão localizados grandes projetos industriais seriam beneficiários destes recursos.

Sobre o território que atende à produção petrolífera são imobilizados capitais cuja função deixa de existir quando do esgotamento do petróleo. São estruturas industriais, equipamentos de infra-estrutura terrestre e portuária, escritórios de serviços, que se cristalizam nestas regiões e que, muitas vezes, podem responder pela dinâmica de crescimento local ou regional. É somente a qualidade finita destes impactos territoriais, e não sua magnitude, que pode justificar a necessidade crucial de aplicação de parte dos recursos de *royalties* nas regiões produtoras.

É verdade que qualquer município ou região, seja qual for sua estrutura produtiva, corre o risco da obsolescência de seu estoque de capital, do esvaziamento econômico (por motivos endógenos ou exógenos), e não por isso são beneficiários dos *royalties*. Contudo, os estados e municípios atingidos pela atividade de exploração de um recurso não renovável, inexoravelmente, vivenciarão um período de fuga de capitais móveis e obsolescência do

imobilizado.Este aspecto previsível dos movimentos de saída de capitais e de pessoas nos territórios que atendem à atividade de exploração de recursos não renováveis aponta para a justeza da aplicação de *royalty* nessas regiões. Ora, se uma região é intensamente impactada pela atividade petrolífera, maior será, *ceteris paribus*, seu esvaziamento econômico quando findarem as reservas.

O que deve ser ressaltado nesta discussão é que, sendo assim, existe claro fundamento para que haja aplicação de parte dos recursos provenientes dos *royalties* em diversificação produtiva nas regiões petrolíferas. Qual a melhor forma de fazer isso, se diretamente através da União ou repartindo as receitas com os entes subnacionais, é uma questão a ser examinada à luz dos conceitos e práticas que informam e conformam o sistema de repartição fiscal entre as esferas de governo em cada um dos regimes tributários estudados (Leal e Serra: 2003). Pode-se argumentar, portanto, que o nível de descentralização dos *royalties* em determinado país espelha a sua estrutura de repartição de poder, ou, nas palavras de Otto (2001, p. 2): "(...) the extent to which national, provincial, and community government entities may levy taxes defines, in large part, the power structure of the nation."

Em Gana, por exemplo, Andrews-Speed e Rogers (1999, p. 224) observam a existência de um Fundo de Desenvolvimento (Mineral Development Fund), para o qual são canalizados 20% dos *royalties* arrecadados, sendo a metade destes recursos transferida aos governos locais. Também nas Filipinas o governo central repassa 40% das rendas das minas aos governos provinciais, municipais e vilas (IBID, pag. 224)[33].

Embora implicitamente entusiastas do processo de descentralização dos *royalties*, Andrews-Speed e Rogers apontavam para problemas relacionados à capacidade ou

---

[33] Certamente que até então Andrews-Speed e Rogers (1999) não conheciam a experiência brasileira, onde cerca de 70% das receitas dos *royalties* destinam-se às esferas de governo subnacionais (GSNs), conforme será apresentado postriormente. O capítulo II dedica-se à apresentação de algumas experiências internacionais, tratando com detalhes da forma de rateio e aplicação dos *royalties* em alguns dos grandes países petrolíferos.

interesse dos GSNs operarem políticas corretas de longo prazo em benefício das comunidades locais:

> "Of greatest relevance to the communities affected by the mining activity is the possibility that the local government is unable or unwilling to spend this revenue for the long-term benefit of the community for which it has responsability." (IBID, pag. 224).

Diante destas dificuldades (certamente não exclusivas dos governos locais), os mesmos autores aludem para a possibilidade das compensações à atividade mineral, dirigidas aos GSNs, serem realizadas de forma indireta, através do envolvimento das companhias na construção de equipamentos para melhoria da comunidade[34]. Entenda-se, portanto, o termo indireta como sendo a ação governamental de regulação destas contrapartidas comunitárias custeadas diretamente pelas companhias mineradoras.

Em Papua Nova Guiné, por exemplo, foi criado um instituto para creditar as companhias, junto ao fisco, pelos investimentos realizados em infraestrutura nos locais impactados pelas atividades de exploração mineral ("*Infrastructure Tax Credit Scheme*"). Sob este esquema, uma proporção das rendas minerais é usada pelas companhias para realizar investimentos em infraestrutura comunitária. Investimentos estes decididos em conjunto pelas companhias e comunidades atingidas, com a autorização do poder público regulador. Posteriormente estes investimentos seriam posteriormente abatidos do imposto de renda devido pelas companhias (Ibid, pag. 225). Também no Alaska, a Red Dog Mine, localizada em propriedade indígena, tem parte dos seus *royalties* destinados a instituições comunitárias destas comunidades (Andrews-Speed, 2000).

Portanto, sob determinado nível de desenvolvimento institucional, a assunção direta pelas companhias da realização de investimentos em melhorias locais pode ser uma solução

---

[34] Ver Piquet (1990), sobre a experiência brasileira de envolvimento de grandes companhias privadas industriais com o esforço de planejamento e fornecimento de equipamentos e serviços públicos nas cidades que lhe hospedavam.

melhor do que a gestão pública dos investimentos de longo prazo nas localidades atingidas pela atividade de exploração mineral. Contudo, esta solução não está livre de problemas. Como alerta o autor, implica em uma desfocalização das atividades fins das companhias, devendo, via de regra, as companhias permanecerem focadas em seus ramos de atividade, deixando às esferas públicas a tarefa de assumir os investimentos públicos nas regiões impactadas pelas atividades de exploração mineral.

Mas, independente desta discussão sobre impactos territoriais, a descentralização dos recursos dos *royalties* ocorre por vezes como simples corolário do direito de propriedade sobre as jazidas. Na Malásia, por exemplo, onde as jazidas minerais pertencem às províncias, cabe a estas recolherem os *royalties*. Na Austrália, os nativos residentes sobre jazidas minerais, podem negociar diretamente contratos de *royalties* com as companhias mineradoras. Nos EUA e nas Filipinas, o Estado, reconhecendo o direito de propriedade dos indígenas sobre as jazidas minerais localizadas em seus territórios, repassa a estas comunidades os *royalties* (Otto, 2001). Contudo estes repasses de *royalties* às esferas de governo subnacionais, ou às comunidades, não estão legalmente relacionados a compensações devidas pelas companhias pelos danos provocados ao ambiente natural e urbano, mas guiam-se simplesmente pelos direitos indenizatórios garantidos legalmente aos proprietários das jazidas pela perda de suas riquezas minerais com o processo de extração.

Desta seção destaca-se que o *royalty*, quando visto como um instrumento de compensação aos impactos do segmento de E-P sobre o território, deveria valorizar os efeitos de longo prazo, decorrentes da presença de capitais voltados para extração de um bem finito. A compensação deve ser vista como forma de promover alternativas de crescimento aos territórios cuja dinâmica econômica estejam estritamente ligadas às atividades petrolíferas. Encarar o *royalty* como forma de compensar os impactos de adensamento causados pelo segmento de E-P, é não só desconsiderar outros instrumentos fiscais existentes para tal fim, como desviar a atenção para a sua principal função, qual seja, a de promover a justiça intergeracional, como será visto na seção seguinte.

I.5 - O *ROYALTY* COMO INSTRUMENTO DE PROMOÇÃO DE POLÍTICAS DE JUSTIÇA INTERGERACIONAL

Ao se incorporar à análise a dimensão temporal - o caráter finito dos hidrocarbonetos - surge a perspectiva de interpretar o *royalty* como mecanismo de promoção de justiça intergeracional, o que representa um claro uso extrafiscal do instrumento. Cumpriria o *royalty* esta função a partir de três imbricadas vertentes: i) como mecanismo de regulação do ritmo de exploração de um recurso escasso; ii) como instrumento de financiamento do desenvolvimento científico e tecnológico para o aprimoramento da eficiência no uso dos hidrocarbonetos, ou no desenvolvimento de fontes de energia alternativa (não baseadas em recursos escassos); iii) como fundo de financiamento da infra-estrutura necessária à diversificação produtiva ou como fundo previdenciário, ambos com o propósito de compensar às gerações futuras pela impossibilidade destas usufruírem das riquezas minerais exauríveis.

Para melhor compreensão desta função do *royalty*, faz-se necessário o desenvolvimento dos conceitos de renda econômica e de renda mineral[35], a qual, diferentemente do conceito de renda diferencial agrícola, vista na seção I.1, tem sua gênese calcada na dimensão finita dos recursos minerais. A discussão destes conceitos é o foco das seções que vêm a seguir.

I.5.1 Sobre a renda econômica

"Com efeito, todas as vantagens que um concorrente tem sobre outro, sejam naturais ou adquiridas, sejam pessoais ou resultado de estruturas sociais, (...) assemelha o possuidor da vantagem a um recebedor de renda" (MILL, 1986, p.38).

---

[35] Esta sugestão inspira-se no trabalho de Postali (2002).

A citação acima dá suporte à idéia de que os economistas clássicos prepararam o terreno para o desenvolvimento do conceito mais amplo de renda econômica, ou da quase-renda proposta posteriormente por Marshall (1982). Assim fizeram ao reconhecer que os lucros extras advindos de uma melhoria no processo produtivo são análogos à renda (da terra, ou das minas), embora não fossem idênticos os receituários sobre os princípios de tributação incidentes sobre estas rendas. Marshall propôs a diferenciação entre o termo renda, identificado como o rendimento derivado dos bens gratuitos da natureza (terras, minas, pesqueiros, etc.) e o termo quase-renda, aplicado ao rendimento derivado das máquinas e de outros instrumentos de produção feitos pelo homem. (MARSHALL, 1982, p. 81).

Em Postali vê-se desenvolvida esta diferenciação proposta por Marshall:

> "A renda seria um excedente econômico derivado do uso de fatores naturais escassos, como a terra. (...) Desse modo, a renda conceituada por Marshall é designada renda de escassez e o autor propõe a conservação do termo apenas para os rendimentos derivados dos bens gratuitos da natureza. Por outro lado, o termo quase-renda serve para caracterizar os rendimentos oriundos de máquinas e outros equipamentos, que, embora sejam inelásticos no curto prazo, podem ter sua oferta ajustada no longo prazo. Portanto, a quase-renda tenderia a desaparecer à medida que os desequilíbrios entre oferta e procura fossem corrigidos. O termo quase-renda também é empregado para retornos anormais próprios de determinadas atividades, como as de alto risco" (POSTALI, 2002, 16).

Tomando a renda clássica como uma renda de escassez, originária do monopólio sobre a propriedade de bens da natureza, como a terra, Marshall, ao introduzir a dimensão temporal à análise, pôde afirmar que "em certo sentido, todas as rendas são rendas de escassez e todas são rendas diferenciais." (MARSHALL, 1982, p. 88). Desta forma, se determinada firma produz um bem X, com uma nova tecnologia, sua renda diferencial pode ser vista como renda de escassez, até que a referida tecnologia seja tomada como padrão. Sendo certo reconhecer que renda diferencial, para Marshall, tanto poderia ser gerada pelo monopólio daqueles "dons gratuitos que Ricardo qualificou como inerentes e indestrutíveis propriedades do solo" (MARSHALL, 1982, p. 141) como pela posse temporária e exclusiva de terminada tecnologia mais eficiente. Enfim, a quase-renda de Marshall é

tomada hoje como o conceito mais genérico de renda na literatura econômica, para caracterizar ganhos anormais originados de estrangulamentos de oferta: "A idéia de renda passou a designar benefícios extraordinários obtidos em decorrência de fatores que impediriam o ajuste de oferta às necessidades de demanda" (POSTALI, 2002, 16).

Ora, quando se recorre a Marshall para o entendimento do conceito de renda econômica (sua quase-renda), deve-se ter presente que este autor sintetiza a visão neoclássica, para a qual o valor das mercadorias é determinado, não mais pela quantidade de trabalho necessário à sua produção, mas pelas necessidades sociais, pelo encontro das necessidades individuais no mercado. E desta forma, o raciocínio não deixaria incólume a discussão acerca da tributação sobre a renda da terra, e consequentemente, sobre a renda econômica. Para Marshall, a renda auferida pelos proprietários fundiários era composta por três elementos:

> "(...) o primeiro, devido ao valor do solo como foi entregue pela Natureza; o segundo, a melhoramentos feitos pelo homem; e o terceiro, que por vezes é o mais importante, ao crescimento de uma população densa e rica, e às facilidades de comunicação por estradas, ferrovias, etc." (MARSHALL, 1982, p. 147).

Esta decomposição da renda fundiária possibilitou a Marshall desenvolver o conceito de valor público da terra, o qual expressa o valor original (ou inerente) da terra acrescido do valor a ela imputado pela ação do homem, mas não de seus proprietários, como, por exemplo, o simples adensamento populacional, que pode imprimir valor público a uma terra de pouco valor.

Quanto à tributação sobre o valor público da terra, Marshall converge com Ricardo e Mill:

> "Um imposto sobre o valor público da terra não diminui muito os incentivos à cultura intensiva do solo, nem à edificação sobre ele. Tal taxa, portanto, não reduz muito a oferta de produtos agrícolas oferecidos ao mercado, nem eleva o preço. Não é, por conseguinte, transferida dos donos da terra" (MARSHALL, 1982, p. 94)

Para Marshall, contudo, os dons gratuitos da natureza foram e são largamente alterados; em parte empobrecidos e em parte enriquecidos pelo trabalho de muitas gerações: "Um colono ao desbravar terras inóspitas inclui nos seus cálculos uma sobre-remuneração materializada na valorização da própria terra" (Marshall, 1982, p. 92). Se assim é, uma tributação sobre a renda da terra que expropriasse a remuneração extraordinária (acima dos lucros normais) esperada pelo proprietário em virtude de seus esforços de melhoramento não seria condizente com a racionalidade do mercado. Embora os clássicos tenham percebido que parte da renda fundiária poderia ser revertida para remunerar o proprietário pela conservação das benfeitorias em suas propriedades[36], foi Marshall que mais chamou atenção a este fenômeno, resultando em um alerta sobre a política de tributação sobre a renda fundiária e, por extensão, sobre a renda econômica.

1.5.2 Sobre a Renda Mineral

"(..) a noção de renda mineral apresenta especificidades que merecem uma atenção especial, já que sua natureza está ligada, basicamente, à exauribilidade de sua fonte geradora." (POSTALI, 2002, p. 13).

Decompondo-se a renda mineral, vê-se que esta aglutina duas dimensões. Seguindo Postali (2002), observa-se que, por um lado, a renda mineral, no sentido marshalliano, existe como forma de remunerar o capitalista minerador, além do nível concorrencial, por seus investimentos passados em operações de alto risco, peculiares ao setor mineral. As rendas minerais, sob este ângulo, se assemelhariam, portanto, às quase-rendas marshallianas.

Esta vinculação das rendas minerais com as quase-rendas marshallianas não seria neutra em termos de proposição de políticas de tributação do setor mineral. Isto porque, como afirma

---

[36] "A renda recebida pelo proprietário pode incluir o pagamento de juros pelo arrendatário como contrapartida do capital fixo instalado na propriedade (mesmo que pelo próprio arrendatário). Mas esta não é a 'verdadeira renda fundiária', originária do monopólio sobre a terra." (MARX, 1983, p. 126).

Postali (2002, p. 17): "Vale ressaltar que, diferentemente da renda, a quase-renda não pode ser extraída sem provocar impactos sobre o investimento, pois se trata de um retorno necessário para empreender a exploração, compensando seus riscos."

A associação da renda das minas com a quase-renda de Marshall equivale, em termos de orientação de política tributária, a preservar parte do lucro que excede o lucro normal nas mãos do capital minerador. Esta associação, portanto, desautorizaria uma alíquota para o *royalty* que expropriasse a quase-renda gerada no setor.

A segunda dimensão da renda mineral é temporal. A dimensão temporal, chave para compreensão das relações entre renda e quase-renda, também presta um papel determinante para compreensão do conceito de renda mineral. Ao contrário da agricultura e da pesca, cuja oferta de produtos constitui-se em uma corrente perene, "as minas são como reservatórios da natureza" (MARSHALl, 1982, p. 155). Esta diferença pode ser ilustrada pela observação da peculiaridade dos contratos de arrendamento das minas *vis-à-vis* das fazendas, como visto na seção I.2.

Mas o contrato entre o dono da mina e o arrendatário não inclui somente o pagamento de *royalties*, mas também uma renda, esta idêntica à da terra. Assim, o preço marginal de um mineral (aquele preço que não gera lucro extraordinário, ou quase-renda), na visão de Marshall, deve igualar-se às despesas marginais acrescidas de um pagamento de direitos. Assim, diferenciado o *royalty* da renda das minas, abre-se a possibilidade de encará-lo como parte constitutiva do preço final. O que implica em um tratamento tributário das minas diferente daquele proposto pelos clássicos: as rendas (advindas do valor público das minas) estariam sujeitas a uma expropriação integral pela sociedade, mas os *royalties* não, na medida em que nada mais são do que compensações em favor do proprietário à riqueza exaurida, e não disponível no futuro. A não ser quando a sociedade é a proprietária das jazidas minerais, cabendo a ela receber os *royalties* compensatórios.

Enfim, sob a proposição *marshalliana*, diferentemente da visão clássica, é possível destacar duas principais orientações de política fiscal aplicável ao setor mineral:

i) que nem toda renda das minas pode ser expropriada, já que parte desta é a quase-renda, destinada a remunerar o capital numa inversão de alto risco, de modo a não subtrair o incentivo de mercado à realização da atividade mineradora;

ii) que o *royalty* equivale a uma compensação aos proprietários em virtude do esgotamento futuro de suas minas, não sendo correto, sob esta ótica, associar o *royalty* como instrumento de captura de rendas extraordinárias geradas no setor mineral.

Com a apresentação da visão de Marshall, que diferencia o instituto do *royalty* da renda das minas, observa-se ainda que se deve a este autor as bases para a elaboração da famosa renda de Hotelling, que trata do componente temporal da renda mineral, cujo desenvolvimento será visto a seguir.

I.5.2.1 A Renda de Hotelling[37]

Se Marshall, ao incorporar a dimensão temporal à analise (inelasticidade temporária da oferta em relação ao preço), opera uma modificação no conceito de renda econômica, é Harold Hotelling, em seu clássico artigo de 1931, "*The Economics of Exhaustible Resources*", quem desenvolve de forma original[38] a microeconomia aplicada à exploração dos recursos naturais não renováveis. Neste trabalho, o autor precisa o conceito de renda

---

[37] Esta subseção recupera parte importante dos argumentos apresentados por Serra e Patrão (2003).

[38] Martinez-Alier (1989) não reconhece esta posição de pioneirismo de Hotelling. Cita Gray (1913) como o primeiro economista que escreveu sobre um modelo de exploração dos recursos exauríveis baseado na assunção de que os agentes econômicos irão comparar o incremento no preço do recurso com a taxa de juros (ou de desconto). Em função disto Martinez-Alier prefere utilizar o termo Regra de Gray-Hotelling e, por extensão, Renda de Gray-Hotelling.

mineral e formaliza uma resposta para determinação de um ritmo economicamente ótimo[39] para extração dos recursos exauríveis[40] (KRAUTKRAEMER, 1998, p. 2066).

Como visto anteriormente, tratando-se de um recurso não renovável, a sua *extração presente* implica na impossibilidade de uma *extração futura*. Tal fato gera um custo de oportunidade que deve ser considerado, pois diante da finitude do seu estoque, há uma tendência de elevação nos preços com o decorrer do tempo. Para Margullis (1996: 160), este custo deve ser igualado "ao valor que poderia ser obtido, em alguma época futura, da exploração do recurso em apreço."

Postali (2002, p. 18), na mesma direção interpretativa, enfoca o custo de uso como uma espécie de custo de oportunidade:

> "(...) a finitude de seu estoque (dos minerais) na natureza implica que a extração em um período torna o recurso indisponível em períodos posteriores. Essa característica nos remete ao conceito de custo de uso, isto é, um tipo particular de custo de oportunidade, com características temporais: a extração de um recurso não-renovável hoje acarreta um custo de oportunidade de extraí-lo amanhã. O custo de uso é a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção e faz parte da renda, que seria, dessa forma uma compensação ao proprietário da jazida pela redução de seu valor devido à extração de seus recursos. Esse componente da renda também é denominado renda de Hotelling(...)."

Como a presença deste custo de oportunidade altera a formação do preço do recurso não renovável? Em equilíbrio, o mercado garante que o preço se iguale ao custo marginal de produção. Contudo, de acordo com Margulis (1996), como o recurso não é reproduzível, é

---

[39] Definindo-se um critério qualquer de mensuração do bem estar social (que tanto pode estar baseado na renda ou em fatores subjetivos), o ótimo econômico é um desenho de alocação dos recursos (escassos) de forma a gerar um nível de bem estar social superior a qualquer outra alternativa de alocação.

[40] Cairns (1990) questiona a exauribilidade dos recursos não-renováveis. Para ele o problema da exaustão é mais econômico do que físico, na medida que, por exemplo, uma mina pode ser abandonada porque se torna inviável economicamente, e não pelo seu esgotamento (citado em POSTALI, 2002, p. 20).

necessário acrescermos ao preço o custo de oportunidade. A oportunidade de se explorar o recurso em algum tempo futuro e não hoje. Assim, o preço do recurso não renovável pode ser expresso por:

$$P = C\text{MG} + C\text{OP} \qquad (1)$$

Onde,

P = preço do recurso não renovável;

CMG = custo marginal de produção (exploração) do recurso não renovável;

COP = custo de oportunidade de se produzir o recurso não renovável em alguma data futura.

Mas, pelo que já foi apresentado, o custo de oportunidade específico da exploração dos recursos minerais que expressa a renda de Hotelling se iguala aos *royalties* pagos aos proprietários das jazidas minerais. Desta forma, a expressão (1) pode ser reescrita como:

$$P = C\text{MG} + Royalty \qquad (2)$$

A compreensão do enunciado por Hotelling, acerca da especificidade da renda mineral, permite compreender que esta permanece existindo ainda que em um ambiente competitivo. Pois esta renda existe, não devido à posição monopolista do proprietário da jazida, mas simplesmente em função da condição de não reprodutividade do bem mineral. Portanto, o preço dos recursos exauríveis será definido em um nível sempre superior ao custo marginal de produção. Isto revela que "a renda dos recursos minerais é conceitualmente diferente da renda ricardiana, da renda de escassez ou mesmo da renda econômica dos teóricos do rent seeking." (POSTALI, 2002, p. 22).

Mas como quantificar a renda de Hotelling, ou seja, como definir o preço do *royalty* ? É preciso conhecer como variam no tempo o preço do mineral e o custo de oportunidade. Um proprietário de uma jazida mineral tem sempre duas escolhas: explorar o recurso hoje (ou

permitir que um terceiro o faça); ou manter sua jazida inexplorada. Há racionalidade para a manutenção de uma jazida inexplorada? Sim, se esta jazida, aos olhos de seu proprietário, prometer ganhos mais elevados no futuro. E como é possível ao proprietário da jazida processar este cálculo? Toma o proprietário o valor futuro do preço do mineral, e sobre este valor aplica uma taxa de desconto, trazendo este valor para o presente[41]. Este valor futuro do mineral, trazido para o presente, e descontado o custo de produção, serve como parâmetro para o proprietário decidir-se sobre o momento da exploração. Esta decisão é tomada com base na comparação entre o valor presente das receitas líquidas esperadas com a exploração da jazida no futuro e a rentabilidade presente da mesma jazida. Como, num mercado em equilíbrio, as receitas líquidas dos negócios capitalistas igualam-se à taxa de juros (para a classe de risco a que pertence o negócio da mineração), é esta taxa que servirá como parâmetro para o proprietário da jazida na escolha entre o hoje e o amanhã como momento de exploração do recurso.

E como varia no tempo o valor do *royalty*? O modelo de Hotelling estabelece a seguinte regra: o custo de uso (*royalty*) de um recurso não renovável cresce a uma taxa igual à taxa de juros; igualdade esta obtida através da condição de eficiência dinâmica. Se a taxa de valorização deste custo fosse maior que a taxa de juros do mercado, ocorreria um desequilíbrio, impelindo o proprietário do recurso a mantê-lo no solo, inexplorado, a fim de obter ganhos futuros com sua exploração posterior. Isto diminuiria a oferta presente do recurso e a consequente elevação do preço restabeleceria o equilíbrio. Ocorrendo o contrário, isto é, se a taxa de juros é superior ao valor futuro esperado para o recurso, o proprietário seria estimulado a extrair o recurso hoje, aumentando a produção e conseqüentemente a oferta, com posterior queda nos preços, diminuindo a sua produção e restabelecendo o equilíbrio.

---

[41] Desde a teoria dos juros de Jevons baseada em preferências individuais, é sabido que os agentes econômicos percebem que uma unidade de consumo amanhã vale menos do que a mesma unidade hoje, não em função de uma visão mais próspera do futuro, mas devido à subjetividade das preferências no tempo. (Martinez-Alier: 1989). Daí a necessidade de descontar o valor futuro de um bem de forma a precificá-lo presentemente.

Enfim, a taxa de retorno esperada sobre os recursos no solo (*in the ground*)[42] deverá ser igual à taxa de retorno sobre outros bens pertencentes à mesma classe de risco. Desta igualdade resulta ser indiferente extrair o recurso num período *t*, ou no período *t+1*.

Dasgupta (1993, p. 1118), ao discorrer sobre a regra de Hotelling, observa que custo de uso e *royalty* conformam uma identidade econômica. Assim, o preço final de venda de uma unidade de minério extraído seria a renda no solo (ou *royalty*) mais os custos de extração, refino e transporte.

A regra de Hotelling, em sua forma de apresentação mais simples, conforme citado em Pearce e Turner, é dada pela equação (3), considerando os custos de extração constantes:

$$\frac{P_{t+1}}{(P_t - C)} = S \qquad (3)$$

Onde:

P_{t+1} é o preço do recurso não renovável no período $_{t+1}$;

P_t é o preço do recurso não renovável no período inicial;

C representa os custos de produção (exploração) do recurso não renovável, constantes, e;

S é a taxa de desconto.

Importa observar que o termo (P_t - C) é comumente identificado com os *royalties* pagos pela atividade de extração de bens exauríveis[43]. Portanto, tem-se que R (*royalty*) = P_t-C, ou seja, idêntico ao valor observado para o recurso *in the ground.* O que equivale a dizer que *royalty* (ou renda de Hotelling), cresce a uma taxa igual à taxa de juros, já que esta equivale à taxa de desconto.

A equação (3) poderá ser reescrita, portanto, como:

---

[42] Os recursos *in the ground,* diga-se, inexplorados, são tratados como bens de capital, como observa Pearce e Turner (1990, p. 272).

[43] Neher (1990, p. 102), Dasgupta (1993, p. 1119) e Pearce e Turner (1990, p. 273).

$$\frac{P_{t+1}}{R} = S \qquad (4)$$

Diante da formulação de Hotelling, a questão que se apresenta é de alocação intertemporal de um recurso finito. Esta alocação considera um custo de oportunidade e uma taxa de desconto. Sendo a taxa ótima de extração aquela que garante um preço do recurso que permita a sua exaustão gradativa, proporcionando uma transição para um recurso energético do tipo *backstop*[44].

Para Margulis (1996), *tecnologias de fundo,*ou *backstop technologies,* funcionam como um limite à elevação dos *royalties*. Limite este atingido quando o custo marginal de se produzir uma unidade do recurso energético alternativo (até então mais caro) torna indiferente o uso de qualquer dos dois recursos.

Embora o modelo de Hotelling seja o referencial para estudos de recursos naturais não renováveis, este sofreu restrições quanto à comprovação dos seus fundamentos em estudos empíricos, isto em função da presença concreta na indústria mineral de fatores não assumidos em seu modelo, tais como: concorrência imperfeita; descoberta de novas reservas; custos variáveis; avanços tecnológicos; ambiente de incertezas, macroeconômicas e aquelas atreladas ao peso da geopolítica na determinação do ritmo de exploração mineral. Observou-se, de fato, que os preços dos recursos não renováveis nem sempre seguiram uma tendência de alta. De fato, Krautkraemer (1998, p. 2080) demonstrou o comportamento declinante dos preços depois dos anos setenta de alguns recursos como alumínio, carvão, ferro, chumbo, gás natural, níquel, petróleo, prata, estanho e zinco.

---

[44] Não se pretende neste trabalho um estudo mais detalhado sobre a tecnologia de *backstop*. Essas tecnologias são, presentemente, economicamente inviáveis. Como exemplo, temos a dessalinização das águas marinhas, energia solar, energia eólica. A idéia é que à medida que o recurso não-renovável vai se exaurindo, o seu custo aumenta até ficar maior que o custo da tecnologia de *backstop*.

Mas, para além destas fragilidades do modelo, a regra de Hotelling sofre de um constrangimento ainda mais severo, observado por Martinez-Alier (1989).Trata-se da impossibilidade de mensurar o valor dado pelas gerações futuras ao recurso natural. Além do que a substituição deste recurso (finito) por outro recurso (backstop) torna a análise de preferências ainda mais complexa. Ora, indivíduos que ainda não nasceram não podem expressar suas preferências no mercado. Portanto, a determinação do valor futuro do recurso não renovável e da taxa de desconto necessitam de uma brutal decisão moral dos agentes econômicos hoje vivos: assumir que a sociedade futura não será nem mais nem menos egoísta do que a atual, assumir ainda que a sociedade por vir imputará o mesmo peso do a atual às questões ambientais[45]. E, em razão destas decisões, eticamente comprometidas, seria definido um ritmo de exploração para os recursos não renováveis.

Apesar das restrições ao modelo, a idéia central é a existência de uma renda mineral que, segundo Hotelling, é atualizada (pela taxa de desconto dos ativos pertencentes à mesma classe de risco), fazendo com que seu proprietário seja indiferente ao período de extração. O que a regra de Hotelling propõe é uma trajetória de extração que garantiria uma melhor alocação temporal dos recursos.

Assumindo-se a hipótese da propriedade particular das jazidas minerais, é bastante clara a percepção da importância do *royalty* como definidor de uma trajetória ótima para o ritmo de exploração dos recursos minerais: se os *royalties* pagos aos proprietários da jazida não os remunera ao nível da taxa de juros de mercado, estes tenderão a conservar os recursos "*in the ground*", devido à sua expectativa de ganhos futuros (uma vez que segundo Hotelling, o preço do recurso segue uma trajetória inexorável de crescimento). O proprietário da jazida, tomando esta decisão, provoca uma queda na oferta do recurso, o que anteciparia a elevação do preço do bem, e, conseqüentemente, dos *royalties* (uma vez que este é idêntico à diferença entre o preço do mineral e os custos de produção[exploração], tomados como constantes). Mecanismo este, portanto, inibidor de

---

[45] Martinez-Alier (1989, p. 156) chama de controverso princípio moral: "*an equal weight would have been given to the demands from all generations*".

atitudes especulativas dos proprietários das jazidas, traduzidos na retenção dos recursos minerais “in the ground”.

Alternativamente, se os *royalties* pagos ao proprietário das jazidas garantissem uma rentabilidade superior àquela definida pela taxa de juros de mercado, o ritmo de exploração seria acelerado, o que provocaria um excesso de oferta do recurso e a queda em seu preço. Reduziriam-se os *royalties*, e assim seria evitada uma extração excessiva dos recursos. Tudo funcionando, de acordo com a tradição marginalista neoclássica, em direção a uma taxa de exploração ótima do recurso.

O *royalty* funcionaria, de acordo com o modelo de Hotelling, como uma variável de ajuste ao ritmo de exploração dos recursos não renováveis: se a tendência for uma ação especulativa com os recursos, por parte dos proprietários privados das jazidas, o valor do *royalty* se eleva, inibindo a retenção do recurso *in the ground*. Se, na direção oposta, ocorre por parte dos proprietários privados das jazidas uma extração acelerada do recurso, acelerando o ritmo de exploração e, portanto, do esgotamento das jazidas, o *royalty* cai a um nível suficiente para reduzir o ritmo de exploração presente.

Por outro lado, quando a propriedade das jazidas é pública, a regra de Hotelling perde capacidade explicativa sobre o ritmo de exploração do recurso, embora ainda permaneça servindo como referência para a incorporação da dimensão temporal no estudo da indústria extrativa mineral.

Portanto, seja a jazida propriedade pública ou privada, o comprometimento dos recursos naturais não renováveis para a geração futura em função da extração atual é o ponto de partida para a questão da justiça intergeracional, pois se espera que esta renda gerada seja aplicada de forma a oferecer à geração futura uma fonte de renda, quando se der a exaustão do recurso (Postali, 2002).

1.5.3 O *Royalty* como Instrumento de Promoção da Justiça Intergeracional

> "(...)a renda de Hotelling seria uma compensação ao proprietário pela redução do valor de sua jazida, em decorrência da extração, que torna o recurso indisponível no futuro. (...) A idéia de que a extração presente impossibilita que gerações futuras usufruam dos benefícios do recurso traz à tona questões de justiça intergeracional e eqüidade, no sentido de se perguntar o que deve ser feito com a renda de Hotelling obtida pelo proprietário do recurso, para não prejudicar os futuros consumidores"(POSTALI, 2002, p. 20).

Uma conclusão importante, extraída da regra de Hotelling, é a de que para cada taxa de juros vigente haveria um ritmo de exploração dos recursos naturais não renováveis[46]. De fato, este é um resultado que evidencia, como defende Martinez-Alier (1989), que a teoria econômica está incapacitada para lidar com a alocação dos recursos exauríveis entre gerações. Ao tratar dos recursos finitos, o princípio de que a alocação de recursos deve responder às preferências dos agentes econômicos encontra uma dificuldade ontológica, justamente devido ao fato de não ser possível para a geração futura externar suas preferências, como já foi apontado: "many of relevant economic agents have not yet been born, therefore they cannot express their preferences and their ´willingness to pay`." (MARTINEZ-ALIER, 1989, p. 158).

Se o ritmo de exploração das jazidas não pode guiar-se pelo mercado, deve, pois, buscar uma outra racionalidade. Um dilema ético é imposto sobre a decisão do ritmo de extração dos recursos não renováveis: decidir qual valor a geração futura imprimirá às políticas de preservação, e, em especial, à preservação dos recursos não renováveis.

---

[46] Isto, devido ao fato, como visto, dos proprietários das jazidas, para decidirem-se sobre o ritmo de exploração, cotejarem os rendimentos líquidos esperados com a exploração da mina no futuro e a taxa de juros presente, a qual determina o nível de rendimento para o capital, segundo sua classe de risco.

Tentar resolver este dilema via mercado, mais do que impróprio, seria impossível. E, qualquer tentativa de incorporar ao modelo uma razão econômica preservacionista, altruísta, não passaria de quimera. Como argumenta Martinez-Alier (1989, p. 159), se é possível demonstrar que pessoas ricas não se importam com pessoas pobres que estão vivas, porque acreditar que se preocupariam com pessoas que ainda não nasceram?

Desenvolvido o conceito de renda mineral, e demonstrada a incapacidade do mercado ajustar uma política ótima de exploração dos recursos naturais, pode-se agora verificar como o uso do *royalty* pode atender a políticas efetivas de compensação às gerações futuras. Como antes anunciado, na introdução desta seção, há três imbricadas formas de concretizar esta política compensatória com o uso do *royalty* : i) regulando o ritmo de exploração do recurso mineral; ii) financiando o desenvolvimento científico e tecnológico para o aprimoramento da eficiência no uso dos hidrocarbonetos, ou no desenvolvimento de fontes de energia alternativa (não baseadas em recursos escassos); e iii) financiando a construção da infra-estrutura necessária à diversificação produtiva ou a montagem de um fundo previdenciário para minimizar os efeitos depressivos sobre a economia quando do esgotamento das jazidas minerais.

Pela apresentação da Regra de Hotelling verificou-se, em um contexto institucional onde a propriedade das jazidas minerais é privada, que o *royalty* funciona como mecanismo de regular a taxa de exploração do recurso mineral. Teoricamente, quando ocorresse uma elevação nas expectativas dos proprietários privados de ganhos futuros com a estocagem do recurso mineral inexplorado, a alíquota do *royalty* - paga pelas companhias aos proprietários - tenderia a subir, demovendo-os desta posição especulativa. O *royalty*, neste contexto institucional, está portanto associado à idéia de um preço cobrado pelos proprietários das jazidas, capaz de compensá-los de ganhos futuros com a estocagem especulativa de um bem não renovável.

Em um quadro institucional onde a propriedade da jazida pertence ao Estado, a alíquota do *royalty* perde o seu caráter residual de ajustar expectativas via mercado. Com a propriedade pública das jazidas, o *royalty* não mais responde às expectativas do seu proprietário (o

Estado) quanto aos ganhos futuros da estocagem do recurso, mas ao contrário, é arbitrado[47]. Sendo assim, a elevação da alíquota do *royalty* não mais significa um estímulo para extração, antes, ao contrário, podendo funcionar como inibidor do ritmo de exploração, uma vez que algumas jazidas deixarão de ser economicamente viáveis para as companhias concessionárias exploradoras do bem mineral[48].

O ritmo de extração de petróleo, quando decidido pelo Estado, leva em consideração muitos fatores, alguns deles intangíveis, como a conquista da soberania no setor, a busca de melhor posição na geopolítica mundial, ou a redução do desequilíbrio externo. Mas isto não significa que as receitas de *royalties* apropriadas pelo Estado não influenciem as decisões quanto ao ritmo de exploração das jazidas petrolíferas. Muitos países exportadores de petróleo, como é sabido, possuem orçamentos públicos extremamente dependentes das rendas petrolíferas (incluindo-se os *royalties*), o que permite validar a sugestão de Hotelling: impelidos em ampliar suas receitas, governantes de nações proprietárias de jazidas petrolíferas podem permitir uma desaceleração no processo de extração que contribuirá para a elevação do preço futuro do recurso e uma readequação do ritmo de sua exploração. Por outro lado, pode-se citar o caso da Costa do Marfim, país africano que, embora importador de petróleo, sustenta uma elevada carga fiscal sobre a E-P (incluindo elevados *royalties*), em virtude do fato de sua política de proteção aos recursos naturais ter primazia sobre a política de auto-suficiência em petróleo a qualquer custo (Padila, 1991).

Também a Venezuela, nos anos sessenta, sustentou uma alta carga fiscal sobre a atividade petrolífera, numa atitude díspar em relação aos grandes países produtores. À época, as reservas venezuelanas eram extremamente baixas (equivalente a seis anos de produção) se comparadas às dos países do Oriente Médio. Segundo Penrose (1968), mesmo à custa de

---

[47] Reconhece-se que esta análise esteja bastante estilizada: ou o *royalty* é privado e definido pelo mercado, ou é público e arbitrado pelo Estado. Mas é possível que, mesmo em um país onde a propriedade das jazidas minerais seja privada, o *royalty* seja arbitrado e usado com fins preservacionistas. Musgrave (1979, p. 72) neste sentido defende que "quando a preferência de tempo pública e privada diverge, pode-se pagar um subsídio aos proprietários de recursos naturais, a fim de reduzir sua taxa de exploração."

[48] Ver Schiozer (2002): Um Modelo de Alívio de *Royalties* para Campos Maduros de Petróleo.

perder mercado, a Venezuela deliberou em manter alta a tributação sobre o setor, para evitar uma exaustão acelerada de suas jazidas.

Para os países do Oriente Médio, já na década de sessenta possuindo infindáveis reservas, o ritmo de exploração ótimo era o máximo possível. Irã e Iraque, por exemplo, não estavam, portanto, interessados em preservar os ativos *in the ground*, mas sim conquistar novos mercados. A redução dos *royalties* servia como instrumento de conquista de novos mercados, embora houvesse entre os países produtores uma política de não aceitarem reduções individuais dos impostos incidentes sobre o segmento de E-P. Isso, contudo, não impediu ao longo da história da OPEP que os acordos de cotas entre os países membros fossem desrespeitados pela avidez de algum país por conquistar novos mercados.

Nota-se que a elevação do *royalty*, assim como de qualquer outro imposto sobre a atividade petrolífera, só afetaria o preço internacional do petróleo se fosse realizada em conjunto pelos países produtores. Se a atitude de elevação da carga tributária for tomada individualmente, o país tenderá a perder mercado. Assim, basta que um importante país produtor se negue a acompanhar os demais países, na elevação da carga fiscal (ou mesmo na restrição da oferta do bem), para que o risco da perda de mercado se efetive entre os países interessados em ampliar os tributos. Como os governos dos países exportadores de petróleo estão presos ao *trade off* entre maior carga fiscal e menor mercado, haverá sempre a dificuldade de ocorrer um pacto nesta direção de elevação tributária, principalmente quando são realizados acordos políticos e econômicos bilaterais entre países exportadores e nações importadoras de petróleo.

Destas considerações acima, deduz-se que são limitadas as possibilidades de operar políticas nacionais de controle do ritmo de exploração de petróleo através de instrumentos fiscais[49]. A elevação dos *royalties*, por exemplo, assumida por determinado país pode vir a

---

[49] Simão (2001), contrariamente a esta posição, argumenta que a elevação da participação governamental na década de oitenta colaborou para a redução do consumo de petróleo nos países estudados (Alemanha, França, Itália, Reino Unido), fenômeno denominado pelo autor como um "*aparente sucesso no uso parafiscal do tributo*". Sucesso em termos da preservação dos recursos para as gerações futuras.

reduzir seus mercados, o que, de acordo com o grau de dependência governamental em relação às rendas petrolíferas, pode ser uma política economicamente suicida a curto prazo. Se a imposição da alíquota ou o grau de condicionalidade do *royalty* pode ser usado como instrumento complementar para regulação do ritmo de exploração das jazidas de recursos minerais, é com a aplicação desses recursos que políticas efetivas de promoção da justiça intergeracional devem ser operadas. Embora a regulação do ritmo de exploração possa ter diferentes objetivos, não necessariamente relacionados com a justiça intergeracional, tal como o de sustentação do nível de preço do mineral.

A renda mineral, como visto, possue um componente associado à finitude do recurso. Ora, se a atividade de extração mineral gera uma renda com esta qualidade deve-se indagar como melhor aplicá-la em benefício das gerações futuras. Uma indagação que independe da forma de apropriação do *royalty*: se apropriado privadamente, deve ser tributado e direcionado para políticas de promoção da justiça intergeracional? E quando apropriado pelo poder público, deve ser direcionado diretamente para o mesmo fim? (Postali, 2002)[50]. Seja a jazida propriedade pública ou privada, o comprometimento dos recursos naturais não renováveis para a geração futura em função da extração atual é o ponto de partida para a questão da justiça intergeracional, pois se espera que esta renda gerada seja aplicada de forma a oferecer à geração futura uma fonte de renda, quando da exaustão do recurso.

Hartwick (1977, p. 972) recomendou que as rendas geradas por recursos não renováveis fossem investidas em acumulação de bens de capital. A idéia é que a atual deixe para a geração futura capital reprodutível, o suficiente para que seja mantido um padrão de vida satisfatório. Segundo Hartwick, é possível manter um nível de consumo *per capita* constante no decorrer do tempo e garantir a eqüidade entre gerações. Para isso, a geração

---

[50] "(...) se a União se intitula proprietária dos recursos minerais presentes no subsolo, é natural que ela deseje usufruir seus direitos sobre a renda deles derivada (incluindo a renda de Hotelling) e revertê-la em benefício público(...). Se houvesse livre acesso e ainda que o governo estabelecesse tributos para auferir rendas da atividade, a parcela correspondente à renda de Hotelling desapareceria, impondo sacrifícios às gerações futuras, pois o recurso tenderia a se esgotar e não haveria investimentos compensatórios em capital(...)." (POSTALI, 2002, p. 28)

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.

Postali (2002, p. 21) resume com muita clareza o propósito da regra de Hartwick:

> "(...)estabelece que um país deve usar a renda de seus recursos para financiar a diversificação da economia na direção de atividades mais dependentes de trabalho e capital físico do que de recursos naturais."

Estas compensações às gerações futuras devem ser promovidas em escalas distintas. Ao nível nacional, cabe o ressarcimento dos nossos (brasileiros) descendentes que não desfrutarão da riqueza mineral hoje extraída, pertencente à União. Uma alternativa, entre outras que serão posteriormente discutidas, adequada a esta proposição compensatória nacional seria a de promover a pesquisa e o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, minimizando a dependência futura em relação ao recurso finito[51]. Incorporando-se a área de regulação pública no âmbito da ciência e tecnologia, aparecem como alternativas de destinação dos *royalties* o próprio desenvolvimento institucional das agências reguladoras, assim como a própria política de promoção da justiça intergeracional, ainda inexistente no Brasil.

E nas esferas subnacionais, como promover a justiça intergeracional? Nas regiões que atendem à produção petrolífera, como já argumentado, são imobilizados capitais cuja função deixa de existir quando ocorre o esgotamento do petróleo. E é somente a qualidade finita destes impactos territoriais o que justifica a necessidade crucial de aplicação de parte dos recursos de *royalties* nas regiões produtoras. Ao nível subnacional a política de

---

[51] Como será tratado no capítulo final, a legislação nacional não parece incorporar a necessidade de dar uma destinação compensatória aos *royalties* repassados à esfera federal. Embora a legislação destine parte destas receitas ao Ministério de Ciência e Tecnologia, alimentando o fundo de pesquisa conhecido como CTPetro, ainda é incipiente o esforço nacional em atrelar os referidos recursos a políticas de desenvolvimento de fontes alternativas de energia.

promoção da justiça intergeracional pode seguir a alternativa de promover a diversificação produtiva, ou de alguma outra estratégia que procure minimizar os efeitos depressivos sobre a região que ocorrerão quando ocorrer o esgotamento econômico das jazidas[52].

---

[52] Respeitando o princípio da promoção da justiça intergeracional, a constituição de um fundo perpétuo de investimento, com os recursos dos *royalties,* foi adotado pelo estado do Alaska, nos EUA, tomando as gerações futuras das regiões petrolíferas como "viúvas" ou "pensionistas" da atividade petrolífera. Esta experiência será melhor detalhada no capítulo seguinte.

I.6 - NOTAS FINAIS

Tomando-se o *royalty* como um instrumento fiscal, a análise sobre sua aplicação e repartição entre as esferas governamentais torna-se uma discussão acerca do *mix* de instrumentos tributários aplicáveis sobre a indústria mineral. Uma discussão que, a partir da avaliação quanto ao grau de progressividade, estabilidade, recuperação e destinação das receitas de cada espécie tributária (Imposto Sobre Lucro Líquido, *Royalty*, Participações Especiais, Contribuições Sociais, Licenças de Uso), apontaria uma determinada combinação destes tributos em função do grau de participação governamental, competitividade do setor e nível de descentralização fiscal que se almeja atingir.

O desenvolvimento do conceito de renda mineral, apresentado neste capítulo, sublinhou, contudo, uma função extra-fiscal para os *royalties*: a de garantir sustentabilidade econômica às gerações futuras. Diante deste fato, deve-se esclarecer que não se está aqui assumindo uma posição, ética e ingênua, que elege uma pré-estabelecida, e única, "boa política" a ser operada com os *royalties*. Aliás, ainda que houvesse esta "boa política", ela continuaria, tal como alertou Oliveira (1975), repondo as condições para a reprodução do capitalismo. Não poderia, portanto, jamais o bom uso dos *royalties* ultrapassar os limites de uma ação reformadora.

A promoção da justiça intergeracional, ou pelo menos, o não comprometimento das gerações futuras, deve ser alvo de toda política de desenvolvimento. Os investimentos em saúde, educação, infraestrutura básica e produtiva, qualificação profissional, modernização da máquina administrativa, diversificação produtiva, entre outros, poderiam, rigorosamente, ser defendidos como ações de desenvolvimento, e por que não, ações também sensíveis em relação às gerações futuras. Se "não me escapa que o verdadeiro desenvolvimento dá-se nos homens e nas mulheres e tem importante dimensão política"[53], não há, portanto, como eleger uma única forma de alcançar a promoção da justiça intergeracional, pois esta se confunde com o próprio desenvolvimento. Assim, se o estudo chama atenção para algumas

[53] Furtado (1992, p. 75).

políticas específicas é com intuito de oferecer parâmetros para o debate acerca da aplicação dos *royalties*.

No Brasil, onde a propriedade do subsolo é da União, é de se esperar que os tributos e outros benefícios arrecadados pela atividade petrolífera sejam aplicados em atividades que proporcionem alguma renda no futuro quando o petróleo e o gás natural exaurirem, pois as gerações futuras não mais terão esta fonte de renda.

E quanto às esferas de governo subnacionais (GSNs): seriam estas justas beneficiárias dos *royalties*? Entre as diferentes possibilidades analíticas sobre a utilização dos *royalties* desenvolvidas neste capítulo, somente uma poderia justificar o pagamento dos *royalties* às esferas de governo subnacionais (GSNs) impactadas pelo segmento de E-P: a compensação por uma trajetória de crescimento baseada em um recurso não renovável. Trata-se esta compensação, na verdade, de uma aplicação, ao nível dos GSNs, das políticas de promoção da justiça intergeracional.

Deve-se ressaltar, entretanto, que não necessariamente esta política de proteção às gerações futuras nos territórios que dão suporte ao segmento de E-P deve ser operada pelos GSNs, podendo ser realizada perfeitamente por um órgão central descentralizado. Deve ficar claro que a discussão acerca da legitimidade do pagamento de *royalties* às esferas subnacionais deve alimentar-se, portanto, do debate sobre federalismo fiscal, e não apenas sobre considerações restritas à indústria petrolífera e seus impactos territoriais.

Somente é possível compreender o pagamento de *royalties* petrolíferos aos municípios, se forem recuperados alguns episódios da barganha política entre as esferas governamentais pela divisão destes recursos. Observa-se, neste sentido, que, no Brasil, os *royalties* petrolíferos nem sempre foram transferidos aos GSNs. Embora ocorra extração de petróleo em nossa plataforma continental desde finais da década de sessenta, o repasse dos *royalties* incidentes sobre a produção marítima aos GSNs somente é conquistado em meados da década de oitenta (Lei 7.453/85).

Esta conquista, cabe observar, realizou-se no período pré-Constituição de 1988, quando *redemocratização política* e *descentralização fiscal* constituíam, talvez, as principais palavras de ordem do cenário político nacional. A hipótese aqui sugerida é de que a regulamentação da distribuição dos *royalties,* que passa a beneficiar os GSNs a partir de 1986, "pegou carona" na vaga descentralizadora do momento político de então.

O que deve ser especialmente retido deste capítulo é o fato de que existe um claro fundamento para que haja aplicação de parte dos recursos provenientes dos *royalties* em diversificação produtiva nas regiões petrolíferas. Contudo, tal proposição não pode ser confundida com a idéia de implantação nas regiões petrolíferas de uma espécie de *centro autônomo de expansão industrial*. Como já alertado por Cano (1998), é um equívoco adotar um programa de substituição de importações em regiões subnacionais, desprovidas, portanto, de fortes instrumentos de proteção, dos quais fazem uso os Estados Nações. Alternativamente, um programa de desenvolvimento regional deve valorizar sim a diversificação produtiva, mas com atenção especial às complementariedades inter e intra-setoriais. Qual a melhor forma de operar esta diversificação produtiva, se diretamente através da União ou repartindo as receitas com os entes subnacionais, é uma questão a ser examinada à luz dos conceitos e práticas que informam e conformam o federalismo fiscal de nosso país.

Capítulo II - Sobre Experiências de Cobrança, Repartição e Aplicação dos *Royalties* nos Grandes Países Produtores de Petróleo.

No capítulo I foram verificadas algumas justificativas para cobrança dos *royalties*: i) captura de rendas extraordinárias; ii) internalização nas companhias dos custos sociais causados pela atividade de exploração e produção; iii) indenização pelos impactos territoriais de adensamento ocasionados pelas atividades de *E-P*; iv) compensação pela alienação do patrimônio público; v) promoção da justiça intergeracional. Foram trazidas, pontualmente, algumas experiências de utilização dos *royalties*, como forma de ilustrar que, sob a denominação *royalty,* é possível encontrar umas variada gama de objetivos de políticas públicas.

No presente capítulo, ao invés da recorrência a exemplos que pudessem ilustrar a pluralidade de opções de políticas patrocinadas com os recursos dos *royalties*, indaga-se como os grandes países produtores de petróleo cobraram, repartiram e aplicaram este tributo, independente destas práticas estarem ainda vigentes. A intenção com a elaboração desta etapa é a de construir um quadro de referência, baseado em políticas concretas adotadas em grandes países produtores de petróleo, para subsidiar a análise crítica do modelo vigente de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* no Brasil, a ser realizada no capítulo 3. A escolha dos maiores produtores procurou valorizar os países onde os *royalties* possuem relevante expressão monetária, e onde, consequentemente, representam importantes fundos para promoção de políticas públicas.

Uma política que se utiliza do *royalty*, sejam quais forem seus propósitos, se materializa em três etapas, ou momentos distintos: o escopo da cobrança (quem paga e como paga?), da distribuição (quem são os beneficiários, e qual o rateio resultante entre estes?) e da aplicação (qual o destino final destes recursos?). Assim, é em função de um determinado

objetivo para o uso do *royalty* que é desenhada a lógica de arrecadação, definidas as entidades beneficiárias e determinadas as aplicações possíveis com este recurso[54].

Com base na identificação destas etapas, imaginou-se ser possível realizar uma análise esquemática, que incluiria um número muito maior de países do que os aqui efetivamente estudados. Contudo, a leitura sobre os regimes concretos de cobrança, distribuição e aplicação dos *royalties* indicou forte atuação de condicionantes político-institucionais e conjunturais. Sem esta leitura, a análise crítica posterior, sobre o caso brasileiro, poderia ser marcada por profundas "ingenuidades". "Ingenuidades" derivadas tanto do desconhecimento da importância do comportamento mimético[55] na conformação dos regimes de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*, quanto da insensibilidade às particularidades históricas e institucionais que ensejaram políticas bastante diferenciadas para estes recursos, em cada país estudado.

Diante destes constrangimentos, fez-se a opção por reduzir o número de experiências, imprimindo a estas, contudo, uma visão menos esquemática, incorporando referências históricas e institucionais relevantes para uma leitura mais abrangente da forma como os *royalties* são, ou foram, efetivamente cobrados, repartidos e aplicados. Por ordem decrescente em relação aos respectivos volumes de produção, estudou-se o caso da Arábia Saudita (seção II.1), da Rússia (II.2) e dos EUA (II.3). O estudo destas três experiências oferecem importantes parâmetros para análise do caso brasileiro, constituindo cada uma o conteúdo das próximas três seções.

---

[54] Supondo que determinado governo tenha o propósito de arrecadar *royalties* para promover políticas de justiça intergeracional, seria bastante razoável que aplicasse uma alíquota progressiva (paga mais quem mais contribui para exaustão do bem finito), beneficiasse as entidades de pesquisa e garantisse que a totalidade dos recursos, ou uma parcela destes, fosse destinada ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, ou de tecnologias poupadoras de recursos energéticos finitos.

[55] No campo prático, as intenções governamentais com os *royalties* podem não ser explicitadas, ou mesmo serem inexistentes, enquanto formulação coesa, sendo muito mais fruto de um comportamento mimético.

Contudo, no que se refere ao item aplicação, as experiências saudita e russa, mostraram uma grande pulverização na utilização destes recursos, em virtude do peso do setor petróleo no cômputo geral de seus orçamentos públicos. Esta pulverização motivou a realização da seção II.4, cujo objetivo foi o de multiplicar a oferta de experiências no campo restrito das políticas de aplicação dos *royalties*. Para isto elegeu-se a apresentação de quatro experiências de montagem de fundos especiais, alimentados pelas rendas petrolíferas públicas, em outros três grandes países produtores: Canadá, Noruega e Venezuela. A criação destes fundos, em alguns países ou províncias, explicita a intencionalidade de seus governantes em determinar um propósito específico para estas rendas minerais. São, portanto, objetos de análise desta seção: o propósito destes fundos; suas estruturas de funcionamento e fiscalização; seus méritos, problemas e desafios.

II.1 A EXPERIÊNCIA SAUDITA

A Arábia Saudita, com uma extração de aproximadamente 8 milhões de barris/dia no ano 2000, é o maior produtor de petróleo mundial. A magnitude de sua produção, no começo dos anos noventa, respondia por cerca de 13% da produção mundial e 35% da produção da OPEP, o que, combinado com sua diminuta demanda interna por combustível, a transforma também no maior exportador, ocupando o papel de fiel da balança no mercado de petróleo mundial.

Mas a importância da produção petrolífera deste país, desde a década de oitenta, não mais se traduz em receitas de *royalties*. Com a completa estatização da produção petrolífera em 1980, quando a ARAMCO (Arabian American Oil Company)[56] passa para o domínio do reino da Arábia Saudita, os *royalties* deixam de existir. Isso devido ao formato dual do sistema tributário saudita: sejam indivíduos ou empresas, os sauditas pagam apenas um único tributo, o *Zakat*, um imposto religioso, fixado em 2,5% sobre o patrimônio líquido (e não sobre a renda); já sobre os não-sauditas incide o imposto de renda, entre outros tributos.

A produção de gás no reino saudita, diferentemente da produção de petróleo, é aberta aos concessionários privados, sauditas e estrangeiros. Empresas estrangeiras que adquiriram concessão para exploração de gás, estão sujeitas a uma alíquota de 20% sobre a produção de condensados, contudo estão isentas de pagar *royalty* sobre a produção. Portanto, em função da estatização da produção petrolífera e em virtude da isenção de *royalties* sobre a produção de gás operada por empresas estrangeiras, a discussão sobre a utilização dos *royalties* no reino saudita limita-se temporalmente aos anos entre 1930 e 1970, ou, entre o primeiro contrato de exploração e a estatização da ARAMCO.

---

[56]A Aramco, criada em 1944, pela Socal e Texaco, passou em 1946, a contar com duas novas sócias, as atuais Exxon e Mobil. As quatro empresas permaneceram sócias até o início dos anos 70, quando se inicia o processo de estatização da ARAMCO. Processo este que durou cerca de 15 anos, iniciado em 1973, com a aquisição de 25% da companhia pelo governo Saudita. Em 1974 a participação governamental chega a 60% e em 1980 a ARAMCO torna-se totalmente saudita, passando a denominar-se Saudi Aramco.

II.1.1 O *royalty* como medida do poder de barganha para captura das rendas petrolíferas

O uso do *royalty* como instrumento de captura da renda petrolífera talvez encontre sua manifestação concreta mais nítida no caso dos países produtores do Oriente Médio. No reino da Arábia Saudita, entre o primeiro contrato de concessão, em 1933, e o histórico acordo de 1950, que instaurou o imposto de renda sobre a atividade petrolífera, o *royalty* funcionou como o único instrumento fiscal incidente sobre o setor.

A história das condições dos contratos de exploração na Arábia Saudita revela ainda um processo de elevação do poder de barganha deste reino petrolífero, assumindo papel de destaque a imposição dos *royalties* sobre a produção. A velocidade e a profundidade das transformações no *mix* tributário sobre o setor petrolífero na Arábia Saudita dos anos cinquenta não deixa nenhuma suspeita sobre a força do componente político na determinação do nível da participação governamental nas rendas petrolíferas.

No reino saudita, o primeiro contrato de exploração, adquirido pela Standard Oil Company of California (Socal) em 1933, revelava uma postura ainda bastante ingênua dos seus governantes, que desconheciam as pontencialidades de suas reservas e necessitavam extremamente de fontes de receita externa. O contrato de concessão com a Socal garantia ao reino[57]:

- uma renda anual de £5.000,00 (Pounds Britânicos)[58], no período anterior à descoberta de petróleo;
- um empréstimo de £50.000,00;
- um *royalty* de quatro shillings[59] sobre a tonelada de óleo cru extraído;

---

[57] Retirado de ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. *U.S. Library of Congress*.Oil Industry in the 1990s: Saudi Arabia, 2004.

[58] Em 1933 o pound equivalia a US$4,87.

- a oferta gratuita de uma magnitude estipulda de derivados a serem produzidas pela refinaria que seria montada pela companhia concessionária.

O concessionário recebia em troca direitos exclusivos para explorar, extrair e exportar petróleo, livre de impostos e taxas vigentes no reino da Arábia, por sessenta anos.

Importa observar que, nesta primeira fase dos contratos de concessão, inexistia um instrumento tributário adequado de captura das rendas petrolíferas. O *royalty* apenas cumpria precariamente esta função, pois este, além de diminuto, não era sensível às variações na rentabilidade da atividade de produção.

Na década de cinqüenta foi assinado um acordo menos prejudicial ao governo saudita, através do qual as concessionárias passariam, legalmente, a repartir os lucros com o poder concedente, em partes iguais, sob o conhecido esquema *fifty-fifty profit-sharing*. Tratava-se da instituição do imposto de renda sobre as companhias estrangeiras, até então não existente no reino saudita. Operava-se esta divisão a partir da incidência de uma alíquota fixa (50%) sobre a diferença entre o preço de venda do barril e seus custos de produção.

Contudo, a arrecadação das participações governamentais não estava plenamente condicionada ao lucro das companhias petrolíferas. Isso porque o *royalty* permaneceu existindo, e uma vez cobrado *ad valorem*, garantia uma maior segurança para as receitas sauditas. Na barganha que resultou na aceitação do imposto de renda de 50%, conseguiram os negociadores da ARAMCO que os *royalties* fossem interpretados como uma espécie de adiantamento do imposto de renda. Ou seja, a ARAMCO recolhia o *royalty* ao governo saudita creditando-se desta importância para o posterior acerto do imposto de renda.

A possibilidade de abatimento do *royalty* no imposto de renda foi uma vitória da ARAMCO, na medida que o governo saudita exigia inicialmente o imposto de renda adicionado à cobrança do *royalty*. Contudo, a permanência de um componente incondicional no regime tributário, como o *royalty*, protegia o governo de abruptas

---

[59] Um shilling equivalia a 1/20 pounds.

reduções de receitas em virtude de prejuízos da ARAMCO, fossem estes efetivos ou "fabricados".

Vale ressaltar que a vitoriosa negociação do governo nos anos cinqüenta, incrementando as rendas públicas do petróleo, foi possibilitada pelo cenário da guerra fria, o qual exigiu a participação direta do Departamento de Estado norte-americano no processo de negociação e o subsídio do Tesouro Americano. Seguindo o relato de Painter (1986), antes do citado acordo *fifty-fifty,* quando se iniciam as pressões governamentais por uma maior participação na renda do petróleo, a ARAMCO alegou junto ao Departamento de Estado que não poderia atender às referidas demandas, uma vez que operaria com custos bem superiores às demais companhias petrolíferas que operavam no Golfo Pérsico. O Departamento de Estado, considerando a ameaça da "agressão comunista", a exemplo da invasão da Coréia, participou diretamente das negociações entre o governo saudita e os representantes da ARAMCO, garantindo, ao fim do acordo, a possibilidade de compensação dos tributos pagos na Arábia junto ao Tesouro norte-americano. Assim, o pagamento de imposto de renda pela ARAMCO na Arábia era compensado de seus débitos junto ao fisco americano, operando-se um verdadeiro financiamento público americano do acordo, ou, em outros termos, uma nítida transferência de renda entre a federação americana e o reino árabe[60].

Mesmo que sujeito às práticas de subestimação do preço do barril pelas concessionárias, através da definição por elas do *posted price*, sobre o qual incidia o *royalty*, as rendas governamentais experimentaram um fabuloso crescimento a partir dos anos cinqüenta. Nos anos setenta, a significativa elevação do imposto de renda traduz, novamente, a elevação do poder de barganha do reino saudita frente às companhias petrolíferas na década dos choques do petróleo: no ano de 1970, a alíquota do imposto de renda sobre as companhias petrolíferas passou de 50% para 55%, e em 1974, esta subiu para 85%.

---

[60] Em 1949, a ARAMCO pagou US$ 43 milhões de imposto de renda ao Tesouro americano pelas operações realizadas na Arábia. Em 1951, depois de reclamar os créditos obtidos em virtude do pagamento de imposto de renda ao governo saudita, a ARAMCO pagou ao Tesouro americano somente U$ 6 milhões. Em 1952, o imposto líquido pago pela ARAMCO aos EUA foi inferior a US$ 1 milhão, e nos anos posteriores os créditos da ARAMCO passaram a compensar plenamente o imposto devido ao Tesouro americano (Painter: 1986).

A alíquota dos *royalties* não estava prevista na legislação tributária saudita, sendo definida nos contratos de concessão. A despeito desta previsão contratual, a alíquota foi nesta mesma década de setenta unilateralmente acrescida pelo governo, sem qualquer respaldo nos decretos reais. Van Meurs (1997) demonstra que durante o ano de 1974, mediante avisos por escrito às companhias, o governo saudita elevou a alíquota do *royalty* de 12,5% para 16,6%, e desta para 20% em menos de seis meses.

O caso saudita demonstra, até a década de cinqüenta, a utilização dos *royalties* como instrumento explícito de captura de rendas petrolíferas, sendo a única imposição fiscal incidente sobre as companhias petrolíferas. Mais tarde, durante a década de setenta, sua elevação, expressiva e unilateral, expõe claramente a condicionalidade do poder de barganha dos países hospedeiros das companhias sobre a parcela governamental nas rendas petrolíferas.

II.1.2 Dependência das rendas petrolíferas

Durante o período de vigência da cobrança de *royalty* na Arábia Saudita (entre 1933 e 1980) não é possível encontrar uma destinação específica para este recurso. Isso porque a própria montagem do moderno estado saudita e o processo de diversificação da economia deste reino foi em larga medida financiada pelas rendas do petróleo. O nível de dependência do reino em relação às receitas petrolíferas fora extremamente elevado para que fosse possível vincular estas receitas a programas de investimentos específicos. As rendas do petróleo penetraram, pela via do dispêndio governamental, por todos os setores e ramos da economia, financiando programas e políticas em todas as funções de governo.

Durante o período compreendido entre 1933 e 1950, quando o *royalty* foi o único tributo incidente sobre a atividade petrolífera, a despesa pública era quase toda financiada por esta receita. No período seguinte, entre 1950 e 1980, quando combinou-se imposto de renda e

royalty, continuou este último instrumento contribuindo para financiamento dos gastos governamentais em geral, sem vinculações.

A Tabela II.1.1 demonstra o nível de dependência da economia saudita e do seu governo em relação ao produto e às rendas públicas do setor petróleo. Embora não coberto o período 1950/70, é plausível que o grau de dependência fosse extremamente elevado também neste período, isso pelo fato do processo de diversificação produtiva ter sido crescente[61] e financiado pelas próprias rendas do petróleo. O aumento, em 1974, da importância relativa do setor petróleo no PIB e nas receitas sauditas, longe de uma contratendência, foi resultado da elevação dos preços do petróleo resultantes do primeiro grande choque de oferta, patrocinado pela OPEP.

Tabela II.1.1 - Participação relativa do setor petróleo no PIB e nas receitas governamentais em anos selecionados , Reino da Arábia Saudita, em percentagem.

Participação Relativa do Setor Petróleo	1970	1974	1979	1985	1990	1995	1999
No PIB	56,1	65,3	51,9	22,5	33,3	36,3	35,3
Nas Receitas Governamentais	90,3	94,1	89,6	66,2	76,4	77,2	66,7

Fonte: Cordesman (2001).

A análise da alocação das rendas do petróleo em setores e programas específicos é ainda dificultada, como mostra Raphaeli (2003), quando se observa a estrutura institucional de financiamento do gasto público naquele país: como muitos dos programas sociais sauditas, principalmente os de cunho assistencial, efetivam-se através de doações dos monarcas, e como o acesso desta oligarquia aos cofres públicos é ilimitada, a delimitação do financiamento público neste reino é matéria de difícil precisão.

Quanto à questão da descentralização das rendas petrolíferas, para a qual não foi possível encontrar subsídios quantitativos, cabe destacar a diminuta autonomia de suas províncias.

[61] Vista esta diversificação por outro ângulo: em 1975 havia apenas cerca de 400 plantas industriais no reino saudita, com investimentos da ordem de US$ 2,7 bilhões, enquanto em 2001, as mais de 3.300 plantas industriais sauditas somavam um investimento superior a US$ 90 bilhões.

Monarquia absolutista, a Arábia Saudita possui treze províncias (*imarat*), administradas por governadores (amir) e seus ministros, todos submetidos por laços sanguíneos diretos ou indiretos com a família real, por serem irmãos ou sobrinhos do Ministro do Interior. Enfim, uma estrutura da divisão territorial do poder dificilmente decifrável com os parâmetros de análise democráticos-ocidentais.

II.2 A EXPERIÊNCIA RUSSA

A Rússia acumula as posições de maior produtor mundial de gás e terceiro produtor de petróleo. O setor hidrocarbonetos deste país representava, no ano 2000, 13% do produto interno bruto, 40% das exportações e 25% das receitas públicas. Receitas estas importantes para o próprio impulsionamento da economia russa a partir de 1999. Com a desvalorização do Rublo, iniciada em 1998, a exportação petrolífera experimenta um forte crescimento, atingindo a produção total (demanda interna e exportações) a marca de 7,43 milhões de barris dia em 2002. (Pertusier: 2002)

Esta importância do setor hidrocarboneto para a economia russa, contudo, gerou receitas públicas[62] em um nível aquém do potencial setorial, quando comparadas com outros países produtores de petróleo e gás. A análise sobre a carga fiscal relativa[63] auxilia esta interpretação, uma vez que este indicador é calculado pela divisão da participação do setor no total das receitas governamentais pela participação do setor no PIB (Tabela II.2.1).

Tabela II.2.1 - Carga Fiscal Relativa Comparadas. Países e anos selecionados.

País	**Rússia (1996)**			**Venezuela**	**Indonésia**	**Kuwait**	**Arábia Saudita**
Setor / Ano	**Petróleo**	**Gás**	**Total**	**Petróleo e Gás**			
				1996	**1994-1995**	**1995**	**1994**
Participação do Setor no PIB (%)	5,1	6,8	11,90	27,00	9,00	39,10	35,10
Participação do Setor nas Receitas Governamentais (%)	10,22	9,03	19,25	59,00	33,00	76,70	74,00
Carga Fiscal Relativa	2,00	1,33	1,62	2,19	3,67	1,96	2,11

Fonte: Gray (1998).

Segundo Gray (1998), é possível destacar três razões fundamentais para esta relativamente baixa carga fiscal do setor petróleo na Rússia: i) constrangimentos nas infra-estruturas de

[62] Assim como no Brasil, o governo federal russo detém a propriedade sobre os recursos minerais, podendo outorgar, onerosamente, à iniciativa privada, o direito de exploração destes recursos.

[63] Também através da análise da matriz insumo-produto russa é possível constatar esta carga fiscal relativamente baixa, como asseverado por Tabata (2002).

transporte por dutos, inibindo a capacidade de exportação; ii) estrutura tributária mal desenhada, carregada em impostos sobre a produção (e não sobre a rentabilidade das companhias petrolíferas); iii) inoperância administrativa do sistema de cobrança fiscal, refletindo-se em uma fraca regulação setorial. Dentre estas, será dada atenção às duas últimas, em virtude de suas vinculações mais diretas com o objeto deste estudo.

II.2.1 *Royalties*, *Royalties* Adicionais e a Evasão Fiscal

No capítulo I argumentou-se que o *royalty*, por ser um imposto incondicional (ao lucro da empresa petrolífera), amplia as garantias de recebimento das receitas minerais para o setor governamental, embora esta incondicionalidade possa, em alguma medida, afugentar o interesse da iniciativa privada, para a qual, quase sempre, é mais seguro um sistema tributário baseado na sua rentabilidade, isto é, condicionado a esta rentabilidade.

A desnacionalização do setor petróleo na Rússia impôs a construção de todo um novo aparato tributário e regulatório. Para além do *royalty*, vigente entre os anos de 1992 e 2001, o sistema tributário deste país previa a incidência de mais dois outros tributos incondicionais sobre a produção: o imposto sobre a produção mineral (*Wellhead Excise*) e a contribuição para o Fundo Geológico federal. Estes dois institutos podem ser interpretados como *royalties* adicionais, dadas suas características de incondicionalidade relativa à rentabilidade da empresa tributada. Descreve-se, abaixo, a base de incidência e as alíquotas referentes a estes instrumentos fiscais:

A alíquota do *royalty*, dentro de uma faixa estipulada legalmente, entre 6% e 16% do valor da produção na boca do poço, era determinada nos leilões de concessão de blocos exploratórios. A alíquota modal efetiva, como sustenta Pertusier (2002), orbitou em torno de 8% no período 1992 - 1998. Esta alíquota, contudo, em função dos contratos de exploração, podia também adquirir progressividade em relação à rentabilidade do campo.

O *Wellhead Excise* era cobrado através de uma taxação fixa, em Rublos, sobre o *quantum* produzido[64]. É verdade que este tributo variava em conformidade com as condições geológicas de produção, entre outros fatores críticos. Desta forma, pode-se argumentar que há aqui um elemento condicional indireto, não informado diretamente pela rentabilidade efetiva da exploração, mas por constrangimentos e/ou facilidades físico-geográficas que podem imprimir rentabilidades diferenciadas por unidade de capital empregado. Pela interpretação de Gray (1998), tratava-se de um tributo ostensivamente diferenciado, de acordo com as variações de custo da produção. A contribuição para o Fundo Geológico, assim como o *royalty*, também incide sobre o valor da produção na boca do poço, sendo sua alíquota fixada em 10%.

A importância dos tributos incidentes sobre a produção petrolífera (*royalty*, *wellhead excise* e contribuição para o Fundo Geológico) pode ser observada pela Tabela II.3.2, que apresenta os diversos impostos incidentes sobre o setor (*upstream* e *downstream*) medidos em termos de suas participações no PIB russo.

---

[64] Em 1996, o *Wellhead Excise* padrão fora fixado, em Rublos, ao equivalente a US$ 14,0/ton, sendo no ano seguinte reduzido a um terço deste valor, por determinação do DUMA. (Gray: 1998)

Tabela II.2.2 - Receitas Governamentais Russas Advindas do Setor Petróleo, em % do PIB, 1996.

Receitas	% no PIB
Tributos Setoriais Específicos	
Wellhead Excise	0,39
Royalty	0,07
Contribuição para o Fundo Geológico	0,13
Imposto de Exportação	0,23
Tarifa de Transporte de Óleo	0,09
Imposto sobre a Propriedade	0,04
Seguridade Social	0,11
Outros	0,05
Sub-Total	**1,11**
Tributos sobre o setor *downstream*	
Imposto sobre Combustível	0,15
Fundo Rodoviário	0,27
Sub-Total	**0,43**
Tributos Gerais	
Imposto sobre o Lucro	0,24
Imposto sobre o Valor Adicionado (VAT)	0,41
Sub-Total	**0,64**
Exportação Compulsoria para o Governo Federal	0,14
Total	**2,32**

Fonte: Gray (1998).

Basta para explicitar a importância dos tributos baseados na produção petrolífera observar que a participação do *wellhead excise* no PIB (0,39%) somente perde, individualmente, para a participação do VAT (0,41%), sendo que este último incorpora o valor adicionado em toda a cadeia produtiva, aglutinando os segmentos a jusante e a montante. Enfim, a participação conjunta do *royalty*, *wellhead excise* e da contribuição ao Fundo Geológico sobre o setor petróleo alcançava 0,59% do PIB russo em 1996. Isto, como será posteriormente sustentado, ilustra o caso russo como característico de uma política de utilização dos *royalties*, acima de tudo, como garantidora de receitas públicas, em um contexto severo de evasão fiscal.

Gray (1998) compreende a prática de privilegiar a tributação sobre a produção algo como uma posição de cunho mercantilista. Dado que a obtenção de receitas via tributação sobre o lucro das companhias petrolíferas requereria consideráveis investimentos e tempo para montar uma estrutura de fiscalização eficiente, seria uma opção mais barata e rápida manter uma estrutura fiscal baseada na tributação sobre a produção. Uma opção similar à

transferência das rendas monopolistas para o Estado, característica da fase mercantilista. Escolha esta que, na visão do mesmo autor, inibe os projetos de investimento da iniciativa privada, contribuindo ainda para retirar de operação os campos marginais, de custo de extração mais elevados.

Para o setor gás, monopolizado, a análise seria um pouco diferenciada. Retornando-se à Tabela II.3.1, vê-se que o setor gás possui uma carga fiscal relativa (1,33) ainda mais baixa do que o setor petróleo (2,00). Ainda seguindo Gray, o problema mais crítico do setor gás é de outra ordem. Neste setor a fragilidade reside justamente na subtaxação do monopólio estatal, exercido pela estatal Gasprom. Uma taxação que poderia ser corrigida, aliás, com a imposição de impostos sobre a produção mais elevados.

O setor gás na Rússia, para além das rendas minerais, é gerador de rendas de monopólio e de transporte (também monopolizado). E, na visão de Gray, a forma clássica de se capturar estas rendas é através da tributação sobre a produção. O citado autor chega a prescrever a receita para o setor gás estatizado: *royalties* elevados para campos de produção de baixo custo (de 50% a 60%) e um esquema de tributação progressiva sobre o lucro para capturar rendas excessivas. Sendo o documento de Gray (1998), publicado pelo FMI, não se pode perder de vista o interesse desta instituição, credora do tesouro russo, em ampliar as receitas orçamentárias daquela federação, *vis-a-vis*, a opção de deixá-las internalizadas na estatal Gasprom.

Para além da carga excessiva de impostos baseados na produção, outro traço marcante do sistema tributário russo é, como antes anunciado, a inoperância administrativa da estrutura de fiscalização. Inoperância esta que resulta em uma significativa sub-arrecadação do setor petróleo. Para os tributos incidentes no setor *upstream* das cadeias do petróleo e gás, a magnitude desta sub-arrecadação pode ser medida pela distância entre a arrecadação potencial e a arrecadação efetiva, conforme a Tabela II.3.3. Devendo-se precisar que a

diferença entre a arrecadação potencial e efetiva dá-se em virtude de alguns fenômenos: isenções (exceções), atrasos e não-pagamento (descumprimento legal)[65].

Tabela II.2.3 Arrecadação Tributária Potencial vs. Efetiva para os Setores Petróleo e Gás. Rússia, 1995, em US$ Milhão.

	Arrecadação Potencial	**Arrecadação Efetiva**	**Diferença = Efetiva/Potencial (%)**
Setor Petróleo			
Wellhead Excise	2.205	1.641	0,74
Imposto de Exportação	3.347	2.184	0,65
Royalty	1.121	3.84	0,34
Fundo Geológico	1.401	7.20	0,51
Sub-Total	8.074	4.929	0,61
Setor Gás			
City-Gate Excise	4.909	1.966	0,40
Imposto de Exportação	451	244	0,54
Royalty	149	119	0,80
Fundo Geológico	89	54	0,61
Sub-Total	4.909	1.966	0,40
Total	12.983	6.895	0,53

Fonte: Gray (1998).

Contabilizando a sub-arrecadação para ambos os setores, alcança-se o resultado de que praticamente metade da receita potencial fora evadida (47%) em 1995, isso somente para o nível *upstream* das cadeias produtivas, onde foi possível o seu cálculo. Esta evasão alcançou, em seu caso mais extremo, 66%, para os *royalties* arrecadados no setor petróleo, ou, no caso mais brando, a cifra de 20%, relativa à arrecadação de *royalties* no setor gás.

Embora expressiva, a sub-arrecadação dos impostos incidentes sobre a produção, vale ressaltar que, para Gray, ainda que a carga fiscal relativa fosse calculada com a receita potencial, e não a efetiva, esta (carga) permaneceria aquém do grupo de países produtores

[65] Gray (1998, p.13) desmembra a importância de cada um destes fenômenos na composição da sub-arrecadação total. O mesmo autor adverte ainda que as companhias estrangeiras costumam ser adimplentes com o fisco, contudo a participação destas na produção total de petróleo não chegava a 10% no início da década de noventa.

cotejados na Tabela II.3.1[66]. Isso equivale ao reconhecimento de que, na visão de Gray, o problema da estrutura fiscal mal desenhada, isto é, carregada em impostos sobre a produção, permaneceria válido, ainda que não houvesse sub-arrecadação tributária. Visão distinta à de Locatelli (1999), para a qual a sub-arrecadação é tão somente fruto dos atrasos e não pagamentos. Sendo sanados estes problemas de cobrança, a carga fiscal russa sobre o setor petróleo se assemelharia à média vigente para os grandes países produtores mundiais.

Seja como for, esta sub-arrecadação traz, contudo, a possibilidade de compreender a própria importância dos *royalties*, do *wellhead excise* e da contribuição ao Fundo Geológico para a captura de rendas petrolíferas pelo governo russo. É conhecido o fato de que os impostos incidentes sobre a produção são mais fáceis de serem cobrados, quando comparados com os impostos que recaem sobre o lucro. Seja em virtude das dificuldades técnicas e operacionais de fiscalizar a estrutura de custos das companhias petrolíferas, seja devido à própria ação deliberada destas em mascarar lucros ou "produzir" prejuízos, o fato é que a literatura reconhece que os impostos incidentes sobre a produção estão menos sujeitos à evasão.

Assim, entre a opção, de mais longo prazo, de o governo realizar uma estrutura mais centrada em impostos sobre os lucros, e por extensão, enfrentar o mais difícil aprimoramento da estrutura de fiscalização da rentabilidade das companhias, e, a opção mais imediata, de permanecer como uma base de arrecadação incidente sobre a produção, parece ser plausível a um Estado endividado como o russo, eleger a segunda alternativa.

Quer-se, com estes comentários, não defender a segunda alternativa, mas sim iluminar o caso russo como ilustrativo da importância do *royalty* como garantia de captura das rendas petrolíferas. Como reforço a esta argumentação, deve-se elencar algumas das interpretações

---

[66] A carga fiscal relativa do setor petróleo, que foi calculada em 2,00 baseado na receita efetiva, passa ao patamar de 2,34, quando calculada a partir das receitas potenciais. No setor gás, se todos os tributos fossem rigoramente pagos, a carga fiscal relativa seria de 1,56. Sigficativamente superior a carga de 1,33, baseada nas receitas efetivas, mas ainda bastante aquém da média entre os países produtores (Gray, 1998, p. 14).

que explicariam este fenômeno da sub-arrecadação, e mostrar que tais explicações, se são válidas para a compreensão da evasão dos impostos incidentes sobre a produção, seriam também verdadeiras (ou ainda mais verdadeiras) para entender a evasão dos impostos incidentes sobre o lucro. Quais seriam estas interpretações ?

Gray (1998) enfatiza, entre as causas do fraco sistema de regulação e fiscalização na Rússia, o papel dual da burocracia, que, devido à forma peculiar de privatização do setor petrolífero - gerando empresas públicas comerciais - reservou ao Estado o duplo papel de regulador e empresário comercial[67]. Este formato de privatização[68], portanto, não teria eliminado o dirigismo soviético, o que, para o setor petróleo, manifestava-se em políticas deliberadas de transferência de rendas entre grupos econômicos, através da imposição governamental sobre as companhias, para que estas entregassem a determinados consumidores parte de sua produção de forma gratuita ou a preço subsidiado. Esta prática, disseminada que era, gerava severas dificuldades para a contabilização precisa das obrigações das companhias para com o fisco.

Seguindo o mesmo autor, este fenômeno foi extremamente aguçado nos períodos de crises financeiras dos anos de 1992/93 e 1996/98, onde a prática do não pagamento, atrasos, cancelamento de débitos, permutas inter-setorias foram disseminadas por todo sistema econômico russo. Embora a questão seja complexa para aqui ser tratada com profundidade,

---

[67] "The main reason of this weak regulation is that under the Soviet system large ministries set policy, estabilished prices, and produced energy. In recent years, these ministries became companies that are now officially privatized, a public commercial enterprise, and have a dual role as regulator and commercial enterprise" (GRAY, 1998, p. 16).

[68] Esta forma particular de privatização na economia russa também foi abordada por Locatelli (2002): a Rússia gerou uma forma original de propriedade das companhias petrolíferas - "*the recombinant property*" - marcada pela diversidade de proprietários na mesma organização: trabalhadores (gerenciais ou não), bancos, governos central e regional, e em alguns casos, os investidores estrangeiros. Pulverização esta que, segundo o autor, dificulta compreender onde está o centro de decisão setorial. A dispersão do controle do capital também dificulta encontrar os tomadores de decisão. Não há um grupo nítido de acionistas majoritários, com poder decisório. Em alguns casos, os administradores têm poder decisório, sem terem a maioria das ações, em outros, embora o estado seja o acionista majoritário, tem papel passivo no processo decisório.

o governo agravou este quadro ao também não pagar as suas obrigações, compensando estes débitos através de privações do orçamento fiscal, ou através da apropriação e distribuição de bens e serviços.

Mesmo em um cenário generalizado de inadimplência, as empresas públicas continuavam a distribuir energia, através de esquemas compensatórios, permuta ou cancelamento mútuo. Notas promissórias e cancelamento de permutas multilaterais, reconhece o autor, são mecanismos propícios para esconder receitas e evadir tributos.

Já Locatelli (1999) vê a "instituição" russa da inadimplência como um problema da desmonetização das trocas naquele país. Um fenômeno que ocasiounou transações não pagas, permutas e créditos inter-empresariais. Essas relações, que são formas originais de transação, são fruto de uma pronunciada inércia comportamental, de permuta e relações bilaterais essenciais, que são importantes formas de coordenação de uma economia planejada. Os resultados do não-pagamento são importantes para a indústria petrolífera: apenas entre 10% e 20% das vendas domésticas de petróleo e gás foram pagas monetariamente, o resto sendo permutado ou, literalmente, não pago[69]. Mais importante, os pagamentos em dinheiro eram negociados, representando, às vezes, reduções de até 50% no valor dos hidrocarbonetos negociados[70].

O papel social das empresas comerciais públicas é também lembrado por Locatelli (1999) como componente explicativo para a sub-arrecadação tributária russa: em regiões e cidades petrolíferas, durante as crises que abalaram a economia russa na década de noventa, as companhias petrolíferas eram as únicas que não demetiam, e não podiam fazê-lo, dado os

---

[69] Para Gray (1998), em 1996, entre as vendas no setor energético, entre 20 e 30% foram pagos em *cash*; de 20 a 30% registrados como atraso e os restantes 50% foram liquidados através de permuta, notas promissórias, e débitos de trocas equivalentes.

[70] Este quadro de inadimplência doméstica transformava a exportação de hidrocarbonetos como única fonte efetiva de geração de receitas. Governos central e regionais e as companhias petrolíferas barganhavam por uma maior capacidade de exportação, fato que será decisivo para a compreensão sobre a repartição das receitas petrolíferas entre as entidades governamentais russas.

seus compromissos sociais. E para não fazê-lo, acabavam atrasando pagamentos ou não pagando grande parcela dos tributos.

Outra interpretação é lembrada por Tabata (2002), tratando também do fenômeno da sub-arrecadação tributária. Este autor sustenta que muitas empresas evadem divisas através de modificações em suas estruturas organizacionais, mediante a transferência de grande parte da quantidade de seus lucros para as suas subsidiárias no setor de comércio e transporte.

Estas interpretações sobre as razões para a sub-arrecadação no sistema tributário russo demonstram que tal sistema apresenta um quadro crítico de evasão, sustentado em grande parte na falta de clareza da estrutura de custos das companhias, em um cenário econômico de desmonetização das trocas. Nesta conjuntura é realçada a facilidade da tributação sobre a produção, quando comparada a um esquema tributário baseado na taxação sobre a rentabilidade efetiva das empresas.

Portanto, se é verdade que a tributação russa sobre o setor petróleo peca por sobretaxar a produção, e não o lucro, deve ser também reconhecido que esta solução tenha sido a que garantiu um maior nível de captura de rendas minerais, em vista do contexto político-institucional em vigor e, muito provavelmente, tenha facilitado o funcionamento do sistema de anulação (permuta) contábil de débitos inter-setoriais e inter-industriais.

II.2.2 Os Regimes Especiais Sob os *Production-Sharing Agreements* (PSAs) e a Recente Criação do *Mineral Resource Extraction Tax* (MRET)

A análise feita até aqui focou uma carcterística marcante do regime tributário petrolífero russo: a sobrecarga de impostos incidentes sobre a produção. Esta característica, contudo, precisa ser relativizada devido a dois fatores. O primeiro refere-se à abrangência do fenômeno: esta sobrecarga pode não ser válida sob regimes tributários especiais, concretizados pelos PSAs. O segundo é de ordem temporal: a partir de 2002, a criação da

MRET veio substituir o *royalty* e o *wellhead tax*, diminuindo ligeiramente a carga de impostos incidentes sobre a produção.

A criação dos PSAs data de dezembro de 1995. Trata-se de um regime tributário especial que permite ao investidor escolher entre: permanecer em um regime baseado na tributação sobre a produção, isto é, na "boca do poço", ou aceitar um esquema tributário com incrementos de impostos e alíquotas sobre o lucro excedente, e menos carregado nas imposições sobre a produção. Os PSAs, mais do que possibilitar a redução da importância dos impostos sobre a produção, funcionavam, na visão de Borodin (2003), como instrumentos essenciais para garantir estabilidade em um setor fortemente marcado por freqüentes mudanças nas regras do jogo.

Os PSAs são contratos de repartição da parcela da produção equivalente ao lucro, acordados caso a caso e através de leilão. Da produção total realizada pela companhia petrolífera concessionária é subtraída uma parcela equivalente ao custo de produção, denominada de produção compensatória. A diferença entre a produção total e a produção compensatória é dividida, de acordo com cada PSA, entre a companhia, governos federal e regional.

Contudo, os regimes especiais garantidos pelos PSAs estavam limitados a 30% dos campos em cada uma das regiões petrolíferas, sendo esta limitação ainda maior para os recursos estratégicos, como os hidrocarbonetos localizados em jazidas *offshore*, para os quais apenas 10% dos campos regionais estariam sujeitos ao PSAs, de acordo com listagem regulada por lei federal (Thornton: 2002).

O regime fiscal sob os PSAs, além de eliminar a contribuição para o Fundo Geológico prevê o pagamento de *royalties*, com alíquota acordada em leilão. Já a alíquota do *Mineral Resource Extraction Tax* (imposto que será tratado adiante) está sujeita a uma redução de 50% nos contratos especiais dos PSAs.

As expectativas quanto à elevação da atratividade proporcionada pelos PSAs é notória: segundo estudo do Banco Mundial, de 1997, citado em Gray (1998, p. 32), a opção por um esquema tributário menos intensivo em impostos sobre a produção, tal como permitido pelos PSAs - que valoriza a taxação sobre o lucro - poderia em 5 anos projetar (portanto, uma projeção para o ano de 2001) uma elevação da produção petrolífera em 200 milhões de toneladas, com um acréscimo de receita pública de US$ 4,2 bilhões, equivalente a 0,9% do PIB russo, em valores de 1996.

Contudo, também os PSAs foram alvos de constantes mudanças normativas, ao ponto de estimular análises mais recentes que não mais interpretam estes instrumentos especiais como atrativos para o capital petrolífero, como é, por exemplo, a posição de Baker & McKenzie (2003).

Quanto à criação do *Mineral Resource Extraction Tax* (MRET), vale ressaltar que a análise realizada na seção anterior precisa ser datada. Tanto as evidências de uma carga elevada de impostos incidentes sobre a produção, quanto a hipótese da importância desta carga para garantia de receitas públicas em um contexto "institucionalizado" de inadimplência, precisam ser relativizadas a partir da criação do MRET, em janeiro de 2002. Diante do pouco tempo de vigência deste novo tributo, a validade das interpretações realizadas na seção II.3.1 não podem ser automaticamente transportadas para o período pós-2002. Também pode afetar a análise pretérita o fato da economia russa vir experimentando um processo de remonetização das transações internas, alavancado pelo próprio crescimento dos preços do petróleo doméstico, a partir de 1998.

De fato, com a criação do MRET, aboliu-se a cobrança de *royalty*, estando já suspensa a contribuição para o Fundo Geológico. Como antes visto, o *royalty* possuía alíquota média de 8%, e o Fundo Geológico (existente até, pelo menos, 1998) de 10%, ambas incidentes sobre o valor da produção, totalizando 18%[71]. Agora, a MRET tem alíquota de 16,5%,

---

[71] É necessário lembrar que o outro tributo incidente sobre a peodução, a *excise tax* (ou *wellhead tax*), não fora abolido com a criação da MRET.

também incidente sobre o valor da produção. A alíquota do MRET é, a princípio, ligeiramente menor do que o sistema anterior, contudo, somente com maior longevidade da vigência do MRET será possível tratar da alíquota efetiva, em virtude da acumulação de experiências de isenções que poderão trazer a alíquota média da MRET para baixo.

Contudo, é ainda válido concluir pela importância da participação do MRET no total das receitas públicas. Esta receita, individualmente, foi a quarta maior fonte de arrecadação do orçamento federal em 2003[72], superior a toda arrecadação sobre o lucro empresarial (*Corporative Profit Tax*) do conjunto de setores econômicos.

A conclusão anterior sobre a utilização dos *royalties* (agora do MRET) como fonte garantidora de receitas públicas continua tendo apelo, sobretudo quando se observam as regras de transição, com a criação do MRET. Criado em janeiro de 2002, o MRET seria, transitoriamente, cobrado com base em um imposto fixo sobre a produção, estipulado em 340 Rublos, por tonelada de petróleo cru[73]. Esta regra de transição que valeria até dezembro de 2003, teve seu prazo de validade estendido por meio de nova lei, até dezembro de 2005. A importância desta regra de transição, que pode ser entendida como regra de garantia de receitas, deriva das dificuldades da estrutura de fiscalização em calcular os custos de produção, para precificação do petróleo cru, quando este não é vendido, mas sim transferido para uma unidade de refino intra-empresarial.

---

[72] Segundo Moisseev (2003, p. 3), para 2003, a receita do MRET fora estimada em 182 bilhões de Rublos, perdendo apenas para a arrecadação do VAT (943 bilhões de Rublos), os tributos sobre o comércio internacional (333 bilhões de Rublos) e a soma dos *Excises Tax* (228 bilhões de Rublos) das bebidas alcóolicas, tabaco, petróleo, gás natural e derivados.

[73] Esta parcela fixa, pode variar trimestralmente, em função da taxa de câmbio e do preço do petróleo.

II.2.3 Sobre a Distribuição das Rendas Minerais[74]

A indagação sobre a repartição dos *royalties* entre as esferas federal e subnacionais corresponde à uma primeira aproximação sobre a política de alocação das rendas minerais. Como visto no primeiro capítulo, a renda mineral tem sua gênese na finitude do recurso extraído, sendo justificável a sua alocação parcial nos territórios que dão suporte à atividade extrativista. Afinal, inevitavelmente, como antes argumentado, estes territórios serão abandonados pelos capitais petrolíferos, e, por isto, fazem jus a um adicional de receita durante o período de extração, para a promoção de políticas que possibilitem a minimização dos impactos recessivos quando do fim do petróleo.

Contudo, se esta destinação de parte das rendas minerais às esferas de governo subnacionais (GSNs) deva ser implementada via transferências verticais oriundas do governo federal, ou mediante a retenção imediata destas receitas pelos GSNs, entre outras possibilidades, é uma questão extremamente sensível às características políticas de cada país.

O estudo da repartição destas receitas na Federação Russa possibilita extrair algumas características, as quais, se não podem servir como modelo para nenhum outro país (devido às "idiossincrasias" da estrutura de poder e das instituições tributárias e orçamentárias de cada país), podem contribuir como parâmetro analítico para avaliação do caso brasileiro, a ser feito no capítulo seguinte.

As características mais marcantes do caso russo, no tocante a repartição das rendas minerais, são:

---

[74] Na Rússia existem seis entidades federadas: a república, o *krai* (território), a *oblast* (região), as cidades federais, a *oblast* autônoma (região) e a *okrug* autônoma (área). Contudo, existem apenas três níveis governamentais para fins de transferências inter-governamentais: federal, territorial (ou regional) e local. Sobre problemas relacionados à não adequação entre o número de entidades políticas e orçamentárias, ver Lavrov et. al. (2000). Para uma visão aprofundada sobre a complexa questão relativa às transferências intergovernamentais na Rússia, ver Kurlyandskaya (2004) e Kurlyandskaya e Nikolayenko (2000).

i) o processo recente de centralização das receitas no orçamento federal e a "esterilização" dos mecanismos tributários concentradores de renda nas regiões extrativistas;
ii) a importância da barganha política inter-governamental e das práticas de geração de recursos públicos não orçamentários para a solução do desenho redistributivo das rendas petrolíferas;

II.2.3.1 Centralização das Rendas Minerais

Entre o período compreendido entre 1992 e 2002, como antes visto, o conjunto dos tributos incidentes sobre a produção englobava: o *royalty*, a contribuição para o Fundo Geológico (existente até pelo menos 1998) e o *excise tax*. O Fundo Geológico, em todo o período de sua existência, sempre gerou receitas exclusivamente federais.

O *royalty* era rateado, em sua forma mais comum, nas seguintes proporções: 40% para o governo federal, 30% para os governos territoriais e 30% para os governos locais. Os impostos sobre bens supérfluos (ex: bebidas alcóolicas, tabaco), ou bens cuja produção e consumo são geradores de externalidades negativas (ex: petróleo e derivados), são categorizados na Rússia como *excise tax*. Sobre a produção petrolífera este imposto recebia a denominação específica de *Wellhead Excise*, enquanto sobre a produção de gás este imposto era conhecido como C*ity-gate Excise* (em alusão ao preço de entrega do gás, livre das tarifas de transporte, na conexão entre o duto de transporte regional e a rede de abastecimento que atendia as localidades). O rateio dos *excises* entre a esfera federal e os GSNs é definido anualmente, pela lei orçamentária[75]. No ano de 2000, por exemplo, estes impostos ficaram integralmente com a esfera federal (Russian SME Resource Centre: 2004).

---

[75] Kurlyandskaya e Nikolayenko (2000), tratando da questão das tranferências inter-governamentais negociadas anualmente, asseveram que esta prática impossibilita os municípios de construírem orçamentos realistas, não sendo possível, sequer, o dimensionamento da oferta de serviços públicos municipais.

Em 2002, com a criação do MRET, e a abolição dos *royalties* e do Fundo Geológico, ocorre uma elevação da participação do governo federal. Isto, devido ao fato da norma de distribuição da MRET prever uma repartição que privilegia o governo federal com 80% destas receitas (Center of Fiscal Policy: 2004). A Tabela II.3.4, abaixo, simula a participação das três esferas governamentais (federal, territorial e local) com três diferentes alíquotas de *royalties* (4%, 8% e 12%), segundo o sistema antigo de repartição, quando ainda vigiam o *royalty* e a contribuição para o Fundo Geológico. Somente no caso 1, com a alíquota de *royalty* equivalente a 4%, a participação do governo federal no rateio destas duas receitas (82,9%) superaria o rateio atual, previsto na norma de distribuição do MRET, que o favorece com 80% das receitas deste imposto.

Esta concentração tende a ser ainda mais crítica com o aumento da extração de petróleo e gás na plataforma continental, dado que o MRET incidente sobre a produção *offshore* tem a esfera federal como exclusiva beneficiária.

Tabela II.2.4 - Simulação do rateio do royalty e Fundo Geológico entre as esferas governamentais russas. Base de Incidência = 100 unidades monetárias.

Esfera Governamental	***Royalty****	**Fundo Geológico (alíquota=10%)**	**Receita Total**	**Participação da Esfera Governamental**
	(A)	(B)	(A)+(B)	
	Caso 1: Royalty=4%			
Federal	1,6	10,0	11,6	82,9%
Territorial	1,2	-	1,2	8,6%
Local	1,2	-	1,2	8,6%
Total	4,0	10,0	14,0	100,0%
	Caso 2: Royalty=8%			
Federal	3,2	10,0	13,2	73,3%
Territorial	2,4	-	2,4	13,3%
Local	2,4	-	2,4	13,3%
Total	8,0	10,0	18,0	100,0%
	Caso 3: Royalty=12%			
Federal	4,8	10,0	14,8	67,3%
Territorial	3,6	-	3,6	16,4%
Local	3,6	-	3,6	16,4%
Total	12,0	10,0	22,0	100,0%

Fonte: elaboração própria.

* O rateio dos *royalties* respeita a antiga repartição: governo federal=40%; governo territorial=30%; governo local=30%.

Esta apresentação sobre a elevação da participação do governo federal no rateio das rendas minerais é, contudo, bastante conservadora. Kurlyandskaya (2004), diretor geral do Centro de Políticas Fiscais russo, aponta para uma concentração muito mais drástica, afirmando que a participação dos tributos sobre a extração de petróleo que é distribuída entre os GSNs, caíra para apenas 8% em 2004. Não fica clara, na citação do referido autor, a composição da cesta de tributos por ele considerada, mas sua posição analítica privilegiada, testemunha em favor de uma drástica concentração das rendas petrolíferas na esfera federal.

Este quadro geral de centralização das rendas petrolíferas na esfera federal implica em uma "esterilização" dos mecanismos de concentração de receitas públicas nas regiões mineradoras. Na visão de Kurlyandskaya (2004), este processo de centralização das rendas petrolíferas é bem fundado. Na Rússia, bem como no Brasil, a disposição espacial das jazidas de hidrocarbonetos é bastante concentrada. Assim, são bastante desiguais as bases de incidência dos tributos sobre a produção de hidrocarbonetos, sendo pertinente que estes tributos sejam coletados ao nível federal e posteriormente redistribuídos através de fundos compensatórios[76].

A pertinência defendida pelo autor, muito provavelmente, reflete seu julgamento, implícito, de que as regiões extrativistas não podem ser duplamente favorecidas: pela presença de hidrocarnonetos e dos capitais para extraí-lo e por um sistema de partilha das rendas minerais que as concentre nos territórios de produção. Contudo, reconhece o autor em tela, que as receitas de algumas das grandes regiões petrolíferas, como o Tyumen Oblast, sofreram uma violenta redução, sem, contudo, serem compensadas de forma adequada pelos fundos nacionais.

---

[76] Na Rússia existem nada menos do que seis fundos específicos para redistribuição (nem sempre calcada em parâmetros técnicos) das receitas federais entre os GSNs: Fundo de Suporte Financeiro às Regiões, Fundo de Compensação, Fundo de Desenvolvimento Regional, Fundo de Co-Financiamento para Despesas Sociais, Fundo para a Reforma Financeira das Regiões (tradução livre do inglês realizada pelo autor).

O debate sobre a permanência das rendas do petróleo nas regiões extrativistas - que deve alimentar-se das visões conceituais sobre a propriedade dos recursos minerais e sobre esquemas de compensação diretos ou indiretos - será posteriormente tratado na análise dos critérios de distribuição dos *royalties* no Brasil. Por ora, vale ressaltar que o caso Russo apresenta-se como importante experiência de utilização de instrumentos de transferências intragovernamentais que desarmam a possibilidade de uma hiperconcentração de receita nos territórios extrativistas.

O processo de centralização das rendas minerais capturadas pelo poder público na Rússia[77] segue caminho inverso ao ocorrido no Brasil, como será demonstrado no capítulo posterior. Mais importante, o caso de centralização russo pode ser uma verdadeira exceção à tendência observada na seção 4 do capítulo 1. Se esta característica de centralização firmar-se na Rússia, este país servirá como parâmetro para posteriores análises sobre políticas públicas (ou ausência destas), de caráter nacional, financiadas pelas rendas petrolíferas.

Contudo, a repartição legal das receitas orçamentárias não é, especialmente na Rússia, a única forma de rateio das rendas petrolíferas. Neste país, como será visto a seguir, a barganha política, a divisão de receitas não tributárias e a repartição do orçamento não monetário entre as esferas governamentais desempenham papel decisivo para uma compreensão mais realista da repartição territorial das rendas petrolíferas.

II.2.3.2 Barganha política, geração de receitas não tributárias e a consolidação do orçamento "em espécie": suas implicações para o entendimento do rateio das rendas petrolíferas na Rússia

---

[77] Em KURLYANDSKAYA (2004) e em KURLYANDSKAYA e NIKOLAYENKO (2000?) encontra-se evidências acerca de um processo de elevação da participação da esfera federal no rateio do conjunto das receitas orçamentárias. Contudo, esta centralização formal das receitas orçamentárias deve ser relativizada pelas evidências acerca de esquemas informais complexos que garantiriam relativo grau de autonomia para os GSNs. Para esta discussão, ver Lavrov et. al. (2000).

Já foi observada na subseção anterior uma das características mais marcantes da importância da barganha política na divisão das rendas petrolíferas: a negociação periódica, sacramentada pelas leis orçamentárias anuais, do rateio das *excis taxes* entre as esferas governamentais. Trata-se de um exemplo ruim, pelo menos sob o ponto de vista da estabilidade orçamentária das esferas governamentais necessária para a boa execução de políticas compensatórias aos efeitos danosos do segmento de *E-P* sobre o território.

Outro evento de barganha possível na Rússia é a própria negociação de rateios diferenciados dos *royalties*. Na região de Sakhalin, no extremo leste russo, com produção estratégica de petróleo *offshore*, a repartição dos *royalties* garantia ao governo territorial uma participação de 50% nestas receitas, bem acima, como visto, do rateio padrão, que designa 30% a esta esfera governamental (Thornton: 2002).

Outra possibilidade interessante para o rearranjo da distribuição das rendas petrolíferas, combina a barganha política com a possibilidade de consolidar os orçamentos públicos entre as esferas, não através de transferências de fundos públicos, mas sim por meio da "arrecadação de impostos em espécie". De acordo com Thornton (2002), o governo federal, em sua relação com os GSNs, possibilita a estes últimos a geração de incrementos em sua base tributária, desde que, enfatiza a autora, tais incrementos nos tributos territoriais e locais resultem em uma quase integral compensação, em termos de transferências federais para as esferas inferiores de governo.

Novamente o exemplo da região petrolífera de Sakhalin: os governos teritoriais e locais desta região esforçaram-se, no final da década de noventa, para recolher, junto às companhias petrolíferas multinacionais (ex: Exxon e Shell), "tributos em espécie", concretizados em investimentos destas companhias em infra-estrutura (ex: rodovias, pontes) e serviços sociais (ex: habitação, educação, centro de estudos em pesca). A intenção deste comportamento, por parte dos GSNs, é a de incrementarem suas participações

implícitas no orçamento total, seja este monetário ou não monetário[78]. Não resta dúvida que, durante os períodos críticos de desmonetização da economia russa, esta prática tornava-se uma garantia de recebimento das participações orçamentárias dos GSNs.

Esta opção, de incremento da base de tributação dos GSNs, através da cobrança das rendas minerais em espécie[79], possui, como discutido no primeiro capítulo, o apelo de garantir, além de certa autonomia aos GSNs, a real concretização destas receitas em investimentos. Isto se daria pela diminuição da possibilidade de desvios, legais ou não, destes recursos quando depositados nos caixas únicos dos GSNs. Contudo, asseverou-se, no mesmo capítulo, que investimento público, deve, antes de outra opção, ser executado pela entidade pública, direta ou via contratação, e não por companhias cujo objeto fim seja a lucrativa extração e produção petrolífera.

Na Rússia, contudo, as rendas petrolíferas não são somente rateadas via consolidação orçamentária, monetizada ou não. Há que se fazer referência ao processo de privatização do setor petróleo, o qual resultou na consolidação de empresas petrolíferas regionais.

A privatização do setor petrolífero na Rússia, gerou cerca de 40 empresas verticalizadas, todas, praticamente originárias de um processo de desintegração horizontal da holding estatal Rosneft. Para além da conhecida participação do setor bancário na constituição

---

[78] Esta prática, segundo Lavrov et. al.(2002), possibilita ganhos adicionais aos GSNs, relativos à sua barganha com o governo central: uma vez que os investimentos realizados pela firma com a oferta de bens e serviços (substitutos dos impostos) aos GSNs são abatidos para o cálculo do imposto de renda, perde relativamente o poder central, dado que sua participação percentual neste tributo é elevada.

[79] Este pagamento de tributos em espécie não estava restrito ao setor petrolífero, tampouco era a única forma dos GSNs proverem seus orçamentos extra-fiscais. Se na Rússia, em termos formais, há um notório centralismo fiscal, na prática se percebe uma robusta descentralização informal. Esta descentralização prática informal assume diversos esquemas: através da participação acionária direta, ou indireta, dos GSNs nas firmas regionais; criação de instituições financeiras regionais para receberem contribuições "voluntárias" das companhias, em troca de auxílio financeiro e garantias contra falências; cobrança de impostos em espécie. Para uma análise aprofundada destas instituições informais, que garantiriam uma maior descentralização fiscal na Rússia, ver Lavrov et. al. (2000).

destas empresas, o caso de privatização russo possui uma marca incomum: a criação de empresas petrolíferas regionais, isto é, com participação acionária dos governos territoriais, entre estas, a Tatneft, Bashneftekhim, Komitek e Yunko, detentoras dos direitos de exploração de importantes jazidas de petróleo (Locatelli: 1999).

A criação de companhias privadas regionais na Rússia possibilitou para as grandes regiões produtoras de petróleo uma maior independência em relação às transferências de receitas federais. Tal fato foi de extrema importância para as economias regionais, principalmente nos períodos de desmonetização da economia russa. A queda dos preços internos do petróleo, no início da década de noventa, seja em função dos constrangimentos infra-estruturais, ou em virtude da recessão do mercado doméstico, transformou as exportações de petróleo e gás como única saída para a sobrevivência das companhias, como também na principal atividade de geração de divisas do país. Não fosse esta regionalização das companhias petrolíferas russas, a questão da repartição das rendas do petróleo seria ainda mais dramática.

Entendido este "alívio" proporcionado aos territórios pela montagem de companhias petrolíferas regionais, cabe novamente lembrar a importância da barganha política no rateio das rendas petrolíferas russas. Gray (1998) demonstra que as tarifas de transporte, monopólio do governo central, são usadas para diminuir as receitas das regiões, já que o poder central domina o transporte interestadual. Ora, uma carga elevada sobre o transporte diminuía as receitas tributárias dos estados. Afora esta possibilidade de barganha, muitas vezes o governo central tem objetivos não financeiros, como explicitamente diminuir a autonomia política de uma determinada região. E para isso faz uso diferenciado das tarifas de transporte.

Ainda no que diz respeito à importância da barganha sobre receitas petrolíferas não tributárias, vale lembrar que no início da década de noventa, com a signifativa diferença dos preços domésticos e internacionais, havia o risco de um desabastecimento de petróleo interno. Para controlar isso o governo russo estabelecia um sistema de cotas de exportação, abolido em 1995. Até 1997, todavia, funcionava ainda um esquema de exportação obrigatória para o Estado ("*Exports for State Needs*"). Através deste esquema, o governo

nacional centralizava cerca de 1/4 da produção exportável, e gerava receitas a partir da operação de receber o petróleo pelo preço doméstico e vendê-lo pelo preço de mercado internacional. Essas receitas eram extra-orçamentárias: garantiam a centralização dos recursos ao nível federal e ainda estavam desvinculadas de qualquer propósito específico.

II.2.4 Sobre a Aplicação das Rendas Minerais

Em diversas passagens desta seção evidenciou-se a importância das rendas petrolíferas para o orçamento público. Respondendo aproximadamente por 1/4 das receitas públicas russas (Petrusier: 2002), as rendas públicas do petróleo foram e são cruciais para o Tesouro russo. Tal fato explica a não vinculação de grande parte destes recursos para propósitos específicos, relacionados a políticas de promoção da justiça intergeracional. Políticas estas, eleitas pela argumentação do capítulo um, como as mais condizentes com a gênese da renda mineral. Antes, ao contrário, as rendas petrolíferas são disputadas por setores diversos e com finalidades múltiplas.

A importância dos recursos petrolíferos para o Tesouro russo é tão grande que estes alimentam fundos de caráter nacional. Neste aspecto é emblemática uma recente proposição, defendida pelo Ministério das Finanças russo, de criação de um novo fundo de estabilização, alimentado pelas rendas petrolíferas (*Fixed Income Daily*, 19/02/03). Este fundo seria alimentado pelos tributos sobre exportação dos hidrocarbonetos e seus derivados e com recursos da *Mineral Resource Extraction Tax* (MRET), sempre que o preço do barril do petróleo, tipo Ural, ultrapassasse o preço básico de US$ 18,5.

Este fundo teria dupla finalidade. A primeira, proteger o sistema orçamentário nacional, quando da baixa do preço internacional dos hidrocarbonetos. Postura que certifica o elevado grau de dependência das receitas públicas em relação à cotação internacional dos hidrocarbonetos. A segunda, contribuir para o esforço do Banco Central no controle inflacionário, na medida que recolheria parte da oferta excessiva de Rublos quando o preço internacional dos hidrocarbonetos estivesse elevado.

Embora, de uma forma genérica, seja possível concluir que ocorre a desvinculação e pulverização das rendas petrolíferas na Rússia, existiu neste país uma experiência de vinculação das receitas oriundas do Fundo Geológico, o qual tinha como propósito financiar a pesquisa mineral para garantir o estoque de reservas provadas do país. A concepção era a de que a extração petrolífera era realizada com base em estudos exploratórios financiados pelo governo nacional, cujos custos, portanto, deveriam ser ressarcidos.

A utilização do referido fundo para garantia do estoque de reservas provadas do país cumpre apenas parcialmente a função de promoção da justiça intergeracional. Por um lado, é verdade que o fundo provê meios para a busca de novas fontes de extração futura de riqueza mineral, contudo, este esquema compensatório não é sensível à finitude do recurso explorado, não contribuindo, decisavamente, para um futuro menos dependente de uma fonte de riqueza esgotável.

II.3 A EXPERIÊNCIA NORTE AMERICANA

Terceiro produtor mundial de petróleo, com produção em 2000 em torno de 5,8 milhões de barris diários, os EUA, através do *Minerals Management Service* (*MMS*), subordinado ao *U.S. Department of the Interior*, recolheram neste mesmo ano aproximadamente US$ 5 bilhões a título de *royalties*, pagos pelas companhias privadas, arrendatárias dos direitos de exploração e produção em campos de propriedade do governo federal. Porém o governo federal é apenas um entre o conjunto de beneficiários dos *royalties* neste pais.

II.3.1 Beneficiários

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

Mas, em função desta particular combinação entre o direito de propriedade do solo e subsolo, nos EUA, os estados federados e os proprietários fundiários privados são também recolhedores de *royalties* incidentes sobre a produção em terra (*onshore*)[80].

---

[80] Onde a propriedade do subsolo é apropriada privadamente, a exploração dos hidrocarbonetos está sujeita às leis do estado onde o depósito foi encontrado, bem como à legislação federal relacionada a conservação, ar, poluição da água e segurança (Van Meurs: 1997). Apenas quatro estados (Alabama, California, Louisiana e Texas), em função de conquistas legais, possuem direitos exclusivos sobre suas plataformas continentais, arrendando blocos de exploração e recolhendo *royalties* e demais receitas petrolíferas para os tesouros estaduais.

Já a produção *offshore* distribui *royalties* somente aos entes públicos, sendo a repartição entre governo federal e estados federados disciplinada pelos limites divisórios (geralmente de três milhas em relação ao litoral)[81] entre o mar territorial, sob jurisdição dos estados costeiros, e a plataforma continental mais distante da costa (*Outer Continental Shelf*), na qual as atividades de exploração e produção são exclusivamente reguladas pelo governo federal.

II.3.2 Alíquotas, Preços de Referência e Condicionalidades

Nos EUA, os percentuais referentes à cobrança de *royalties* sobre petróleo e gás natural são de no mínimo: i) 12,5% (1/8) para a produção em terra (*onshore*); ii) 16,67% (1/6) para a produção no mar, na plataforma continental (*offshore*).[82]

Na produção *onshore*, antes mesmo de iniciada a produção, o arrendatário está sujeito ao pagamento de *royalties*. Funcionando como um aluguel, pela retenção da área, depois de descoberto o petróleo (e antes da produção) recai sobre o arrendatário um *royalty* mínimo (*minimum royalty*) de US$ 1,00 por acre/ano, para arrendamentos não competitivos, ou um *royalty* mínimo de US$ 2,00 por acre/ano, para arrendamentos competitivos. Após o início da produção, sempre respeitando o limite inferior de 12,5%, o *royalty* passa a ser cobrado como uma percentagem sobre o valor da produção, fixada no contrato de arrendamento, não podendo ultrapassar a alíquota de 25,0%, para extração de petróleo, e de 16,7%, para extração de gás.

---

[81] O mar continental sob a jurisdição dos Estados do Texas e da Florida tem extensão maior, de três léguas, e não três milhas, em relação à costa.

[82]Fonte: American Petroleum Institute (API) – "Questions and Answers on *Royalty* Valuation" – http://www.api.org.

Sobre a produção *offshore*, a alíquota de *royalty* pode ser determinada nos leilões de arrendamento, a partir da oferta (lance) de alíquotas maiores pelos pretendentes arrendatários, e pode estar sujeita a uma escala móvel, diminuindo (a alíquota) na proporção da redução do recurso mineral na área arrendada.

Para além da própria diferenciação das alíquotas mínimas, definidas em contrato, um grau maior de progressividade pode ser estabelecido para a cobrança dos *royalties*, tanto nos contratos *onshore* como *offshore*, a partir de dois diferentes esquemas: i) a adoção do *step-scale royalty*, segundo o qual, são definidos degraus de produção, adotando-se alíquotas diferenciadas para cada estágio de produção; ii) a adoção da *scaling-scale royalty*, onde é adotada uma única alíquota, crescente em relação ao volume produzido, incidente sobre a totalidade da produção.

II.3.2.1 Isenção dos *Royalties*

A partir de 1996 o governo federal zerou a alíquota de *royalties* sobre a produção *offshore* no Golfo do México em águas profundas (produção com lâmina d`água superior a 200 m de profundidade) sob jurisdição federal, para os campos cuja produção fosse iniciada em data posterior a novembro de 1995.

Esta isenção de *royalties*, entitulada como *Royalty Relief* (*RR*), segundo Eppink et. al. (2001), foi criada para incentivar a exploração no Golfo do México, a partir do entendimento governamental de que a oferta futura de hidrocarbonetos nos EUA, principalmente de gás natural, dependerá cada vez mais da exploração em águas profundas.

Os referidos autores concluem ter sido positivo o incentivo oferecido pelo *RR*, e através de um modelo de simulação, que combina impactos de curto e longo prazos, demonstram que a permanência do *RR* traz três tipos de vantagens: i) maior volume de produção, em virtude da entrada em operação de campos que não seriam econômicos com a incidência de *royalty*; ii) aumento das reservas, em virtude do maior interesse pelas atividades de

exploração; iii) elevação das receitas governamentais, em virtude da elevação dos valores dos bônus pagos pelas companhias de *E-P*, oferecidos nos leilões de arrendamento.

No mesmo ano de 1996, o *Department of the Interior* (DOI) aprova uma norma aliviando os *royalties* (reduzindo ou zerando a alíquota) incidentes sobre a extração de petróleo pesado (com gravidade menor que 20º API) *onshore*. Redução esta que atinge especialmente o estado da California, que concentra aproximadamente 90% da produção do petróleo pesado dos EUA.

II.3.2.2 Pagamento dos *Royalties* em Espécie

O *royalty* nos EUA incide sobre a receita bruta da venda do petróleo e gás efetivada pelas companhias petrolíferas. Porém, quando o petróleo e gás não são vendidos pelas companhias petrolíferas, mas sim transferidos para uma outra unidade, intra-firma, de distribuição ou refino, os preços são determinados pelo *Depatment of the Interior* (*DOI*).

O *DOI* pode calcular o preço do petróleo e gás transferido para unidades intra-firma através de um tratamento estatístico sobre o conjunto dos preços informados pelas firmas (*post price)*, ou em função do valor de mercado, definido no mercado futuro, obtido junto ao NYMEX - Index. Segundo Norman (2001), seja qual for o método utilizado pelo *DOI*, a cobrança de *royalties* em moeda, implica efetivamente em perdas e ganhos, distribuídos erraticamente, para os produtores tomados individualmente. Fato que gera custos administrativos elevados, em virtude das disputas judiciais corriqueiras em torno do preço de referência adotado pelo *DOI*.

Como forma de sanar eventuais perdas dos produtores e eliminar custos com pendências legais, o pagamento dos *royalties* em espécie (*royalty-in-kind*) constitui uma antiga reinvidicação do Americam Petroleum Institute (1998b). O pagamento dos *royalties* em espécie (*royalty-in-kind*) substituiria o pagamento em moeda (*royalty-in-value*), através da entrega ao governo da parcela física que lhe cabe sobre a produção, para que este a negocie

através de leilões públicos, em momento oportuno, ou para que reforçe o estoque estratégico federal de petróleo.

Após alguma relutância, reportada por Norman (2001), o *DOI*, através de sua agência responsável pela fiscalização, recolhimento e distribuição dos *royalties* (*Minerals Revenue Management*), assumiu o *royalty-in-kind* como uma possibilidade vantajosa para recolhimento dos *royalties*, apostando numa futura universalização desta forma de recolhimento. Como parte deste esforço, a referida agência vem desenvolvendo inúmeros projetos pilotos de recolhimento dos *royalties* em espécie, os quais permitiram-na concluir por algumas vantagens em relação ao recolhimento em valores, entre estas[83]:

- um ciclo de negócios mais ágil e uma estrutura regulatória mais simplificada reduzem os custos tanto para as companhias petrolíferas como para a agência reguladora;
- um fluxo de caixa mais acelerado para o Tesouro e, por extensão, para os programas governamentais beneficiados pelas rendas do petróleo;
- ampla redução dos custos de transação em virtude da eficiência implícita no uso do *royalty-in-kind,* na medida em que elimina grande parte das disputas legais em torno do preço de referência;
- facilidade para atender à política federal de incremento dos estoques estratégicos de petróleo (*Strategic Petroleum Reserve*).

II.3.3 Repartição (Descentralização) e Aplicação (Vinculação) dos *Royalties*[84]

Nos EUA a repartição dos *royalties* entre os entes públicos varia em função da propriedade da terra, se federal ou estadual, pelo tipo de exploração, se *offshore* ou *onshore*, e, neste

---

[83] As relatadas conclusões, bem como o estudo detalhado sobre a eficiência na substiutição dos *royalties-in-value* pelos *royalties-in-kind* encontra-se em *Minerals Revenue Management* (2001).

[84] Esta subseção toma como fontes principais os documentos do Americam Petroleum Institute (2001) e do *Minerals Revenue Management*.

último caso, segundo a categoria da terra pública e o conjunto de leis a ela aplicado: terras de domínio público, terras adquiridas com propósitos específicos, terras indígenas, terras nativas do Alaska. Esta subseção se dedica, exclusivamente, à apresentação da forma de rateio e aplicação dos *royalties* nos contratos federais de arrendamento de exploração e produção de petróleo e gás natural.

De uma forma geral, as rendas petrolíferas (*royalties*, bônus e aluguéis) advindas dos contratos de arrendamento federais são encaminhadas para três grandes destinos: i) o caixa único do Tesouro (*General Fund of the U.S. Department of Treasury*); ii) os fundos com propósitos específicos, administrados por agências federais; iii) os tesouros dos estados, nos quais se realizaram a produção. Diferindo este rateio segundo a localização dos campos, se *offshore* ou *onshore*.

II.3.3.1 *Royalties* sobre a Produção na Plataforma Continental (*offshore*)

Os *royalties* (bem como as demais receitas não tributárias: bônus e aluguéis) incidentes sobre a produção de petróleo e gás regida por contratos federais *offshore* nos EUA são depositados na conta do Tesouro norte americano, que, posteriormente, os transfere para fundos nacionais especiais ou para a conta dos estados costeiros federados, quando a produção se realiza no interior do mar territorial dos estados, limitado por uma faixa territorial de três milhas adjacente à costa, como já mencionado. O rateio dos *royalties* e demais receitas não tributárias são assim repartidas:

- US$ 150 milhões fixos, anualmente, para o National Historic Preservation Fund (NHPF);
- US$ 900 milhões fixos, anualmente, para o Land and Water Conservation Fund (LWCF);
- 27% para os Estados costeiros;
- o restante permanece na conta do General Fund of the U.S. Department of Treasury (Tesouro)

Os fundos nacionais, como pôde ser visto, não recebem uma percentagem fixa dos *royalties*, mas sim uma dotação fixa, cuja última atualização legal destes valores deu-se no ano 2000. Administrado pelo *Nacional Park Service*, o *NHPF* é exclusivamente custeado pelas rendas do petróleo, tendo como propósitos a expansão e a aceleração do planejamento e das atividades de preservação histórica, promovendo assistência financeira aos governos estaduais e locais para implementação de políticas afins aos objetivos do fundo e capitalizando o *National Trust for Historical Preservation*.

Também sob administração do National Park Service, o LWCF objetiva assistir financeiramente aos governos federal, estaduais e locais em suas políticas de aquisição, planejamento e desenvolvimento de áreas de preservação e recreação. Cerca de 80% das receitas do LWCF provêem dos *royalties*, bônus e aluguéis pagos pelas companhias petrolíferas atuando *offshore*.

O esquema de repartição dos *royalties* incidentes sobre o petróleo extraído na plataforma continental dos EUA traduz uma descentralização das receitas que favorece os estados federados com 27% destas. Os governos locais, por sua vez, não são beneficiários dos *royalties* e demais receitas não tributárias geradas pela atividade petrolífera. Somente muito indiretamente os governos locais são beneficiados por estes recursos, através da possível assistência financeira oferecida pelos dois fundos (NHPF e LWCF), possibilidade esta em nada relacionada com os impactos do segmento de *E-P* sobre as localidades.

Quanto ao critério de favorecimento dos estados costeiros, existe uma associação fisicamente determinada: recebem 27,0% dos *royalties* os estados nos quais a produção se realiza nos limites de seu mar territorial. Assumindo a questão legal (domínio sobre o mar territorial) como critério exclusivo para rateio dos *royalties*, e não a presença, nestes estados, de portos e outros equipamentos de suporte ao segmento de *E-P*, os quais potencializam os impactos da atividade petrolífera sobre o território.

Quanto ao grau de vinculação das receitas dos *royalties offshore* à programas governamentais, verifica-se que este é variável em função de existir dotações fixas para os dois referidos fundos. O grau de vinculação destas receitas pode ser expresso pela razão entre as dotações fixas anuais dos fundos (US$ 1,05 bilhões) e o total de *royalties* recolhidos nos contratos *offshore*[85].

Verifica-se pelo que foi exposto acima que, nos EUA, parte da arrecadação obtida com os *royalties offshore* está vinculada a objetivos de ampliação e conservação do patrimônio ambiental (parques, áreas de recreação, áreas de preservação, etc.) e histórico e dos recursos hídricos. Essa vinculação é coerente com a idéia de que os *royalties* constituem venda de patrimônio público e que, portanto, as receitas auferidas devem ser aplicadas na ampliação e conservação de outras formas de patrimônio público, conforme discutido no capítulo I.

II.3.3.2 *Royalties* sobre a Produção em Terra (*onshore*)

Conforme apresentado na introdução desta subseção, os *royalties onshore* são repartidos e aplicados diferentemente, segundo a categoria da terra federal (*public domain lands*, *acquired lands*, terras indígenas, terras nativas do Alaska) e das normas legais sobre estas incidentes.

II.3.3.2.1 Public Domain Lands

A maior parte das terras federais dos EUA são classificadas como terras de domínio público (*Public Domain Lands*). Nestas terras a repartição segue a estrutura abaixo:

---

[85] Para a precisa averiguação do grau de vinculação dos *royalties offshore* seria necessário investigar se os estados federados impõem restrições de gastos sobre a parcela de 27% que lhes cabem, o que está além do alcance deste estudo. Todavia, sob a perspectiva da distribuição realizada pelo governo federal dos *royalties offshore*, a parcela vinculada se limita à razão = *US$1,05 milhão* / *total dos royalties offshore*.

- 50% são destinados aos estados onde se realiza o arrendamento federal, com exceção para o estado do Alaska, que se apropria de 90% das receitas dos *royalties onshore*;
- 40% são destinados a um fundo nacional para recuperação de regiões áridas, o *Reclamation Fund of the U.S. Treasury*, exceto para o estado do Alaska, onde não há vinculação dos *royalties onshore* para este fundo;
- 10% para o *General Fund of the U.S. Department of Treasury* (*Treasury*), inclusive para o estado do Alaska

Os *royalties onshore* derivados dos contratos federais nas terras de domínio público são responsáveis por cerca de 45% dos recursos do *Reclamation Fund*, criado para fornecer assistência financeira para manter, construir e operar projetos hídricos nas terras áridas e semiáridas no oeste dos EUA.

II.3.3.2.2 Acquired Lands

As *acquired lands* nos EUA aglutinam as terras federais obtidas através da transferência de titularidade para o governo federal, como resultado de compra, doação, permuta ou pagamento de débitos legais.

A repartição e aplicação dos *royalties* incidentes sobre a produção petrolífera nas *acquired lands* dependerá da localização e destinação dadas a estas terras:

- *Acquired lands* situadas em florestas nacionais, administradas pelo Departamento de Agricultura:
    - 75% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro;
    - 25% são receitas do estado onde ocorre a produção[86].

[86] A existência de vinculações destas receitas de *royalties* pelos estados ou governos locais requer uma investigação caso a caso sobre as legislações subnacionais. Esforço este além das possibilidades deste estudo.

- *Acquired lands* situadas em savanas nacionais, administradas pelo Departamento de Agricultura:
    - 75% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro;
    - 25% são receitas do governo local (county) onde ocorre a produção.
- *Acquired lands* pertencentes ao programa de controle de enchentes, administradas pelo U.S. Army Corps of Engineers:
    - 75% são receitas do estado onde ocorre a produção;
    - 25% são receitas desvinculadas, destinadas ao Tesouro;
- *Acquired lands* de domínio militar:
    - Para os contratos de arrendamento anteriores a 1981, as receitas são integralmente destinadas ao Tesouro;
    - Para contratos poteriores a 1981, as receitas são distribuídas tal como nas terras de domínio público.
- Nas *acquired lands* pertencentes ao National Wildlife Refuge, as receitas são divididas entre o Tesouro e o governo local (county) onde ocorre a produção. Esta divisão pode assumir três distintas formas, de acordo com a legislação pertinente;
- Nas *acquired lands* pertencentes aos programas de recuperação de terras, as receitas são destinadas integralmente aos Reclamation Fund;
- Nas demais *acquired lands* as receitas são destinadas exclusivamente ao Tesouro.

II.3.3.2.3 Terras Indígenas

As rendas petrolíferas advindas da produção em terras indígenas são destinadas para uma conta especial, administrada pelo *Office of Trust Funds Management*, onde os recursos são investidos e, posteriormente, distribuídos entre as tribos indígenas e o *Bureau of Indian Affairs*.

Em alguns casos os arrendatários devem pagar as rendas diretamente às tribos indígenas, através de depósito em uma instituição financeira contratada pelas tribos para receber tais receitas.

II.3.3.2.4 Terras Nativas do Alaska

Além do fato das rendas do petróleo extraído em terras do Alaska favorecer este estado em proporções mais elevadas do que os demais estados (ver a repartição vigente nas *Public Domain Lands*), neste Estado também existe um mecanismo especial de recolhimento de receitas petrolíferas na região de Cook Inlet, possuidora de magníficas jazidas minerais. Foi criada em 1971 a Cook Inlet Region Inc., corporação responsável pelo recolhimento dos *royalties* e demais rendas nesta região.

Uma análise sintética sobre a repartição dos *royalties* incidentes sobre os campos petrolíferos federais *onshore* demonstra que, de forma majoritária, os *royalties* e demais receitas não tributárias são repartidos meio a meio, entre estados e governo federal, sendo possível em alguns casos os estados participarem com até 75% das referidas receitas, como nas *acquired lands* destinadas aos programas de controle de enchentes, ou obterem uma participação ainda maior, de 90%, como é o caso do Alaska. Há também, em alguns casos especiais, a possibilidade do governo local (*county*) ser o beneficiário direto das referidas receitas.

A repartição dos *royalties onshore*, quando comparada à dos *royalties offshore*, demonstra um maior grau de descentralização. Esta diferença é coerente com a distribuição da probabilidade de impacto das atividades petrolíferas sobre o território que lhe dá suporte, muito maior no continente do que na plataforma continental. Na plataforma continental, a propriedade (estadual) sobre o mar territorial, onde se realiza a produção, não está associada aos impactos da atividade de *E-P* sobre o território estadual, como já observado.

Com respeito à aplicação dos *royalties onshore*, chama atenção o grau de vinculação destes recursos (40% nas Public Domain Lands) a um fundo de propósito específico, o *Reclamation Fund*. Não há como saber, diante dos limites desta investigação, se este resultado foi fruto de uma vitória política dos estados do oeste (maiores beneficiários do referido fundo) ou se foi conquitado a partir de uma tese preservacionista. Na hipótese das

ações do *Reclamation Fund* não desviarem-se dos seus propósitos explicitados, parte importante das rendas do petróleo nos EUA estão sendo utilizadas para capitalização de projetos que visam dar sustentabilidade às regiões áridas e semi-áridas daquele país. Uma ação que acaba por atender ao princípio da justiça intergeracional, apresentada no capítulo inicial, contudo, com algum viés regional.

II.3.4 Regimes Estaduais de Repartição e Aplicação dos *Royalties* e/ou do *Severance tax* nos EUA

A análise sobre os esquemas de repartição e aplicação dos *royalties* nos EUA é tão plural quanto o número de seus estados produtores de petróleo. Comentou-se, na subseção anterior, sobre o grau de descentralização das receitas dos *royalties* em contratos de arrendamento federais. Contudo, se for considerada a totalidade da produção em terras públicas, a descentralização destes recursos é bem mais ampla, uma vez que a produção *onshore,* quando ocorre em terras estaduais, geram *royalties* exclusivos dos governos estaduais. Depreende-se destas regras de rateio, serem os governos estaduais grandes capturadores dos *royalties* incidentes sobre a produção de petróleo em terras públicas norte americanas: sobre a produção em terras federais absorvem geralmente 27% dos *royalties offshore* e 50% dos *royalties onshore*, e a integridade destes quando a produção se realiza em terras estaduais.

Nos EUA, devido à elevada autonomia político-administrativa dos estados federados, estes últimos estão aptos a impor diferentes alíquotas (respeitando o limite mínimo de 12,5%) de *royalties*, e, mais importante, em aplicar estes recursos com grande liberdade. Além disso os estados americanos impõem sobre a extração de petróleo um imposto especial, incidente sobre recursos não renováveis, denominado *severance tax*, cuja tradução literal seria a de um imposto incidente sobre o ato de separar (severing) do solo sua riqueza mineral, ou,

traduzindo de forma mais livre, um imposto sobre extração (de recursos não renováveis)[87]. Da mesma forma que o *royalty*, o *severance tax* pode assumir diferentes alíquotas e esquemas de deduções, bem como ser destinado para fins bastante distintos.

Em função destas possibilidades diferenciadas de imposição e destinação dos *royalties* e do *severance tax* não seria plausível tomar o EUA como possuidor de um regime único de cobrança e aplicação destas duas receitas do petróleo. Exatamente por isso, nesta subseção serão analisados estes regimes para os três maiores estados produtores de petróleo: Alaska, California e Texas. Justificando-se esta escolha com base na magnitude das receitas do petróleo capturadas por estes estados, pelos recursos volumosos disponíveis para operarem políticas públicas.

Por fim, esta subseção inclui ainda comentários sobre outros dois estados norte americanos, Dakota do Norte e Colorado, menos expressivos em termos de produção petrolífera, mas com importantes peculiaridades em seus regimes de repartição e aplicação dos *royalties* e/ou do *severance tax*.

II.3.4.1 O Estado do Texas

O Estado do Texas produziu, em 2001, 1,16 milhões de barris diários, respondendo por 20% da produção dos Estados Unidos e ocupando a posição de maior produtor do país. Esta magnitude da produção petrolífera coloca o estado na posiçaõ de grande arrecadador de *royalties* e *severance tax*. Posição esta reforçada pelo fato de cerca de 10% da produção realizar-se em terras públicas estaduais, o que eleva a participação deste ente no rateio nas receitas totais de *royalties*.

---

[87] "*Severance taxes are State taxes imposed distinctively on the removal of natural resources, e.g., oil, gas, other minerals, timber, fish, etc., from land and water*" (General Accounting Office of United States,1980: 9).

Da experiência de aplicação das receitas do petróleo no Estado do Texas, importa destacar: i) um processo consistente de ampliação da vinculação legal dos *royalties* e da *severance tax* a fundos de propósitos específicos; ii) uma nítida valorização do setor educacional como beneficiário destas receitas.

Com relação ao primeiro ponto, observa-se através do documento do General Accounting Office of United States (1980) que havia durante o século XIX uma clara pulverização das receitas petrolíferas adquiridas pelo estado, que atendiam, entre outros, a programas de recrutamento militar, colonização, construção de estradas como também serviam para o custeio governamental.

Ao longo do século XX a legislação pertinente foi sendo alterada, resultando em um esquema de aplicação que vinculava grande parte destas receitas, e - atingindo o segundo ponto - valorizava os fundos educacionais.

A distribuição da *severance tax*, *royalties* e aluguéis por retenção de área (*rents*) no Texas, em fins da década de 70, pode ser visualizada pela Tabela II.2, que, para além da valorização do setor educacional como beneficiário destas receitas, apresenta também o significativo aporte dado ao *Omnibus Tax Clearance Fund*, o qual funcionaria como um fundo de aplicação prioritária. Um fundo assim entitulado, utilizando-se do flexível termo *omnibus* - cuja tradução literal seria abrangente - parece ter sido instituído justamente para minimizar uma exagerada rigidez na vinculação da *severance tax.* Mesmo sendo possível esta interpretação, o fato é que durante a décaca de setenta este fundo abrangente acabou por reforçar os programas educacionais do estado, reservando cerca de 54% de suas receitas para outros fundos educacionais (Ibid, p. 21).

Tabela II.3.1 - Destinação das Receitas Públicas vinculadas a Atividade Petrolífera entre Fundos Específicos no Estado do Texas, 1979.

Fundos Específicos	**% da *Severance tax***	**Fundos Específicos**	**% dos *royalties* e aluguéis**
Educacion Fund	24,8	*Permanent School Fund*	73,1
Omnibus Tax Clearance Fund	74,5	*Permanent University Fund*	26,5
Tax Enforcement Fund	0,7	Outros fundos	0,4
Total	100,0	Total	100,0

Fonte: General Accounting Office of United States, 1980, p. 20.

Afora estas vinculações, as fundações educacionais ainda detêm a integridade dos *royalties* e *severance tax* pagos pelas companhias petrolíferas que operam em terras pertencentes aos sistemas educacionais do Estado. Esta parcela adicional da renda petrolífera é significativa uma vez que no Estado do Texas as Universidades e Fundações Escolares são grandes proprietárias de terras. Em 1883, quando entrou em funcionamento a Universidade do Texas, esta já incorporava dois milhões de acres de terras. Em 1998 o *Permanent University Fund*, beneficiário de todas as receitas públicas minerais geradas nas terras universitárias, contava com US$ 6,5 bilhões (Ramos: 2000/2001).

No capítulo I foi apresentada a vinculação das receitas de *royalties* a programas científicos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia como uma forma adequada de atender ao princípio da justiça intergeracional. Sobre a experiência da aplicação dos *royalties* no Texas não se alcançou identificar com precisão os programas científicos agraciados com as receitas públicas advindas da atividade de *E-P*. Contudo, neste estado, o favorecimento explícito ao setor educacional chama atenção para um modelo de aplicação destas receitas que permuta sua riqueza mineral por avanços científicos vindouros.

Este vínculo entre a riqueza mineral, finita, e a educação, perene, talvez não resistiria a uma análise de eficiência econômica em função das externalidades negativas a que está sujeito, em função, por exemplo, de uma eventual diáspora dos cidadãos texanos educados com recursos públicos advindos da atividade petrolífera. Certo é, contudo, que, conscientemenete ou não, tal vínculo expressa a eleição da educação como investimento importante para a sustentabilidade econômica do estado quando findar o petróleo.

II.3.4.2 O Estado do Alaska

Da produção de US$5,8 milhões de barris diários de petróleo nos EUA em 2001, cerca de 17% (US$963 milhões) foram produzidos no Estado do Alaska, o segundo maior produtor do país. Sobre esta produção o Estado recolheu cerca de US$ 783,0 milhões em *royalties* e US$ 703,1 milhões em *severance tax*.

O exemplo do Estado do Alaska ilustra especialmente a possibilidade de financiar com os *royalties* uma política de geração de riqueza alternativa para substituir a riqueza mineral exaurida.

No Estado do Alaska, para os contratos de arrendamento posteriores ao ano de 1980, 45,5% das receitas de *royalties*[88] e da *severance tax* se destinam ao caixa único do estado (*State Operating Budget*), 0,5% são aplicados em um fundo educacional (*Public School Fund Trust)* e os 50,0% remanescentes são usados para capitalização de um fundo permanente (*Permanent Fund Dividends*)[89], cujos dividendos são distribuídos igualitariamente e diretamente à população residente no estado.

Criado em 1976, o Fundo Permanente, depois de um prazo de retenção, aplicação e reinvestimento do principal, começou em 1982 a distribuir aos cidadãos do estado os seus dividendos, orbitando esta distribuição anual, no ano 2000, próximo ao valor de US$ 2.000,00 para cada um dos seus 630 mil habitantes. [Tsalik (2003); Suplicy (2001); McDowell Group Inc.(2002)].

---

[88] Tanto os *royalties* derivados da produção em terras estaduais, quanto os *royalties* transferidos pelo governo federal.

[89] A combinação desta repartição com aquela vigente para os campos em operação anteriormente a 1980 resulta em uma divisão efetiva dos *royalties* e *severance tax* de: 69,3% para o caixa único, 30,2% para o Fundo Permanente e 0,5% para o fundo educacional.

Interessa ressaltar aqui o caráter de permanência do fundo, cujos recursos, portanto, são considerados onerosos, exigindo retorno financeiro adequado. Do saldo acumulado do fundo, 45% são aplicados em papéis de renda fixa, entre 35% e 40% em ações de empresas americanas, aproximadamente 10% em ações de empresas estrangeiras e o restante em empreendimentos imobiliários.

Sem pretender tomá-lo como modelo ideal, o uso dos *royalties* petrolíferos pelo governo do Estado do Alaska demonstra como este pode ser efetivamente direcionado para sustentação econômica regional pós-esgotamento das reservas. Neste Estado, os *royalties* vão para um fundo de investimento onde os dividendos são periodicamente distribuídos entre os cidadãos residentes, como uma espécie de política de renda mínima. Como apenas os dividendos são distribuídos, a filosofia do instrumento é criar um fundo perpétuo suficientemente amplo para garantir um nível de renda aos moradores do Alaska quando a curva de recebimento dos *royalties* começar a cair.

Um outro fundo do Estado do Alaska também serve como referência para a possibilidade de utilização das rendas petrolíferas como mecanismo de garantia de sustentabilidade da qualidade de vida dos futuros cidadãos. Trata-se do Alaska Renewable Resources Corporation, um fundo extinto em 1984, que tinha como ojetivo o desenvolvimento de fontes de energia renovável (Tsalik: 2003). Embora este objetivo esteja, a priori, mais próximo das atribuições de um governo nacional, a sua execução ao nível subnacional pode ser vista como aplicação sensível às necessidades de promoção de políticas de justiça intergeracional.

II.3.4.3 O Uso de Tetos Legais e de Medidas de Impacto Territorial nos Processos de Repartição das Receitas Petrolíferas: a experiência dos estados de Dakota do Norte e Colorado

Dakota do Norte e Colorado não são importantes estados petrolíferos. Em 2001 produziram, respectivamente, 87 mil e 45 mil barris diários. Contudo, há especificidades

em seus regimes de repartição das receitas públicas petrolíferas que contribuem para a discussão sobre a presença do princípio da justiça intergeracional como critério de repartição destas receitas.

No Estado de Dakota do Norte, o processo de repartição do *Oil and Gas Gross Production Tax* entre o governo estadual e os locais (*counties*) é realizado respeitando-se a presença de um teto móvel de limitação das receitas locais. A questão que parece imprimir importância a este teto móvel utilizado em Dakota do Norte reside no fato - óbvio, porém não previsto em grande parte dos regimes fiscais - de que o aumento do volume de petróleo e gás extraído (*onshore* ou *offshore*) não gera impactos proporcionais sobre o território. É possível que a elevação da demanda por alguns insumos produtivos cresça proporcionalmente ao volume de petróleo e gás extraído, mas grande parte dos bens e serviços que atendem à *E-P*, como é sabido, sofrerão somente acréscimos marginais em sua demanda, ou permanecerão fixos, até certo limite, como por exemplo, a infra-estrutura de dutos de escoamento.

Uma definição de tetos máximos para os repasses de *royalties* aos governos locais impactados pelo segmento de *E-P*, estabelecidos em razão do volume produzido, poderia servir como parâmetro para uma lógica de distribuição mais equânime.

No Estado de Dakota do Norte, são utilizadas regras para limitação do volume de recursos destinados às esferas locais. O imposto sobre a produção bruta (*Oil and Gas Gross Production Tax*) repassado às esferas subnacionais é repartido entre o estado e a municipalidade em proporções variadas, em função do valor dos impostos (que em grande parte espelha o volume produzido):

Tabela II.3.2 - Repartição do *Oil and Gas Oil Production Tax* entre eatado e governos locais, Dakota do Norte (EUA)

Receita	% County	% Estado
< US$ 1 milhão	75%	25%
entre US$ 1 e 2 milhões	50%	50%
> US$ 2 milhões	25%	75%

Fonte: Estado de Dakota do Norte - EUA (2002).

Existe, adicionalmente a esta regra, uma outra limitação que restringe o máximo de receitas oriundas do referido imposto, que um governo local pode receber em função de sua população. Acima destes limites as receitas são retidas pelo estado.

Certamente que a lógica de distribuição e os valores limites praticados em Dakota do Norte não devem servir como modelo para o Brasil, onde o grau de autonomia política e financeira, e o nível de encargos próprios aos municípios brasileiros exigem uma outra estrutura de repartição fiscal. Contudo, como será visto no capítulo posterior, a total ausência de um teto superior para pagamento de royalties no Brasil ilumina a importância de se buscar aprimoramentos neste sentido.

Quanto ao regime de repartição da *severance tax* entre o estado do Colorado e seus governos locais, chama atenção o cuidado na procura de uma medida de mensuração dos efetivos impactos do petróleo sobre o território. O departamento de receitas deste estado exige das companhias petrolíferas que operam no interior dos seus limites, uma relação anual dos endereços do seus funcionários, independente do seu grau de qualificação, para cada uma das suas unidades produtivas. Esta informação serve ao estado como parâmetro para rateio da parcela da *severance tax* que se destina aos governos locais. (Estado do Colorado: s/d)

Ora, ratear as receitas públicas petrolíferas entre as esferas locais, de acordo com a presença de empregados ligados ao ramo, é uma razoável aproximação com o princípio da justiça intergeracional como justificativa para a tributação sobre o setor petróleo. Os locais onde existem existe maior número de trabalhadores envolvidos nas atividades de *E-P*, são,

justamente, aqueles com, proporcionalmente, maiores necessidades de promoverem políticas de geração de riqueza alternativa ao setor petróleo, para enfrentamento da futura de escassez das jazidas.

II.4 A EXPERIÊNCIA DOS FUNDOS ESPECIAIS PROVIDOS PELA TRIBUTAÇÃO DAS RENDAS MINERAIS

Esta seção procura complementar a pesquisa realizada nas três seções anteriores. Se naquelas a intenção fora a de conhecer, nos três maiores países produtores petrolíferos a estrutura de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* (ou instrumento tributário equivalente), nesta seção o propósito é, alternativamente, o de relatar as experiências, exitosas ou não, de criação de fundos especiais com recursos públicos oriundos da tributação sobre as rendas minerais, ou, doravante, Fundos Petrolíferos (FPs).

Deseja-se com esta seção multiplicar a observação de experiências de montagem de FPs, justamente pelo fato de que encontrou-se nos três países anteriormente analisados, principalmente na Arábia e Rússia, uma grande pulverização na aplicação dos recursos dos *royalties*. Pulverização justificada, em parte, pela própria importância das receitas públicas petrolíferas no cômputo geral dos orçamentos públicos dos dois países citados anteriormente, de um lado, e, por outro, pelas características das estruturas político-institucional e macroeconômica neles predominantes.

Ora, o fato de alguns países criarem FPs explicita a intencionalidade de seus governantes em determinar um propósito específico para estas rendas minerais. É a análise destes propósitos o objeto de interesse desta seção, no afã de reforçar a hipótese central deste estudo, de que a forma como os *royalties* vêm sendo repartidos e aplicados no Brasil constituem uma perda de oportunidade para uma efetiva promoção de políticas de justiça intergeracional ao nível local.

Independente de serem, ou não, os *royalties* as principais receitas dos FPs aqui estudados, a apresentação destas experiências serve como parâmetro para a análise da possibilidade de se criar no Brasil mecanismos que vinculem as receitas das participações governamentais distribuídas às esferas municipais brasileiras a propósitos específicos.

Também o fato de terem os FPs aqui estudados, em sua grande maioria, caráter nacional, não invalida, a princípio, a importância de conhecer estas experiências, pois não há no Brasil qualquer constrangimento legal que impeça os municípios de gerir suas receitas petrolíferas através de um regime de fundos setoriais.

Esta seção, que extrai as informações sobre os FPs quase exclusivamente do documento de Tsalik (2002), possui estrutura diferente das seções precedentes. Nesta, serão sumarizadas as experiências dos FPs, indicando seus objetivos e suas estruturas de funcionamento e fiscalização, bem como os desafios e problemas, reais e hipotéticos, para garantia de seus objetivos. Em virtude desta intencionalidade, a ordem de apresentação dos FPs será determinada pelo tempo de existência de cada um deles, aceitando-se a hipótese de que esta "maturidade" significa maior acumulação de informações sobre sua operacionalização e a explicitação de um maior número de questões a serem abordadas. Assim, iniciando-se a análise a partir das experiências mais antigas, explica-se que a antecipação de questões trazidas pelos primeiros FPs, serão apenas citadas pontualmente na nálise das experiências mais recentes.

II.4.1 O Fundo Permanente do Alaska (FPA)

O FPA, já resumidamente apresentado na seção II.2, constitui, talvez, a primeira e mais original experiência de FPs. Desde que a produção petrolífera iniciou-se no North Slope em 1977, o estado do Alaska transferiu para o FPA mais de US$ 10 bilhões. Através da correção monetária do principal e da reintrodução de parte dos ganhos reais auferidos, o fundo, em 2002, superou um estoque de US$ 20 bilhões, o que o coloca entre os cem maiores fundos de investimento mundiais, sendo um dos mais rentáveis.

Trata-se de uma experiência original que coloca os cidadãos do estado, desde o momento de sua criação, no debate público sobre a melhor forma de utilização das rendas petrolíferas capturadas pelo governo do Alaska. Influenciado, na década de 70, pelo acúmulo de débitos gigantescos contraídos por antecipação das rendas petrolíferas, o governo do Alaska

enxergou a necessidade de dividir o ônus de uma decisão política com os seus cidadãos. O próprio governo, até então forte provedor de subsídios públicos para garantia das rendas de seus cidadãos, patrocinou os debates que apontaram o fundo como mecanismo de enfrentamento dos desafios vindouros.

Como a constituição estadual proibia a criação de fundos específicos alimentados por receitas tributárias, o FPA foi aprovado, em 1976, através de uma emenda constitucional. O fato do fundo ter sido criado por meio de emenda constitucional garantiu-lhe estabilidade institucional, frente a tentativas futuras de mudanças por meio de leis ordinárias. Emenda que não só autorizava a criação do fundo, mas que também estipulava suas três fontes de receitas:

- 25% dos *royalties* dos campos descobertos antes de 1980; 50% para os campos descobertos depois de 1980;

- uma parcela dos rendimentos do fundo retornavam ao principal para cobrir o efeito inflacionário;

- o fundo poderia receber transferências (reinvestimentos) provenientes da Earnings Reserve Account (ERA), desde que aprovado pela legislatura. A ERA correspondia à soma das receitas anuais residuais do fundo, depois que os dividendos fossem pagos e o fundo compensado pela corrosão inflacionária.

A ampliação dos equipamentos e serviços públicos e a promoção da diversificação econômica chegaram a ser cogitados como objetivos do fundo, contudo, o propósito vitorioso nos debates públicos que antecederam a criação do FPA foi a distribuição direta dos seus rendimentos aos cidadãos (bastando a estes comprovarem tempo de residência no Estado igual ou superior a seis meses), como uma repartição de dividendos.

Para o gerenciamento do FPA, em 1978 foi criada a Alaska Permanent Fund Corporation, a qual, para evitar eventuais influências políticas, tomou forma de uma instituição

independente do Estado, permitindo-lhe tomar decisões de investimentos autônomas, em relação aos interesses governamentais, embora devesse prestar conta de suas ações tanto aos órgãos estatais de controle, quanto aos cidadãos.

Com relação à forma como o fundo tem distribuído seus investimentos, em 2002, verificou-se que: 37% foram alocados em ações americanas; 35 % em títulos públicos; 17% em ações estrangeiras e 11% em diferentes formas de patrimônio real.

Entre 1982 e 2001 o FPA distribuíu aproximadamente US$ 11 bilhões para os cidadãos residentes no Alaska. Cada cidadão recebeu, em 2000, a quantia de US$ 1.963,00, como receita de dividendos distribuídas pelo fundo. A distribuição per capita dos dividendos do FPA, sem distinção entre pobres e ricos, logicamente é alvo de críticas daqueles que acreditam que o Estado deveria ter um maior poder discricionário sobre a distribuição destes dividendos. Ao incorporar critérios de diferenciação, baseados nos níveis de renda dos cidadãos, o Estado poderia promover uma política distributiva muito mais ampla.

A proteção institucional do PFA, aprovada e regulada por norma constitucional, que até então vem garantindo grande estabilidade ao seu funcionamento, impõe hoje desafios importantes para o Estado do Alaska. O pico de produção da importante jazida de *Prodhoe Bay* foi atingido em 1998. Desde então as receitas petrolíferas públicas têm diminuído. As rendas do FPA chegam a superar hoje as receitas estaduais advindas do petróleo, que respondem por mais de 80% do orçamento do Alaska. Portanto, coexistem hoje no Alaska: um tesouro débil, que convive com um déficit público de cerca de U$ 1 bilhão anual e um fundo de investimento da coletividade, cujos rendimentos superam as receitas públicas minerais, mas que, por força da lei, não pode socorrer o Tesouro estadual.

Para além da proteção institucional, as regras do FPA são também salvaguardadas por sua imensa popularidade, construída, como antes anotado, pela participação da sociedade nos debates sobre os destinos desta instituição. Um plebiscito foi feito em 1999, com o intuito do Estado do Alaska garantir autorização para utilização de parte dos rendimentos do FPA serem usados para cobrir o défit público: 83% dos votantes disseram não !

Para questionar a possibilidade da adoção dos objetivos do FPA pelos municípios brasileiros, vale ressaltar, primeiramente, que as sobras de recursos orçamentários das prefeituras recebedoras de *royalties* podem ser canalizadas para programas de renda mínima. Não se pode, rigorosamente, aplicar os recursos dos *royalties*

II.4.2 Alberta (Canadá) Heritage Savings Fund (AHSF)

Criado em 1976, na mesma época do que o FPA, o AHSF tinha também os *royalties* como sua principal fonte de recursos. Suas intenções, contudo, mais plurais do que os do FPA, abrangiam: a necessidade de diminuir o nível de endividamento da província de Alberta, promover a qualidade de vida de seus cidadãos e incrementar a diversificação produtiva.

De fato, inicialmente, o propósito foi exclusivamente o de diversificar a economia. Mas como os resultados desta política não foram claros e como o déficit fiscal da província crescia, o AHSF acabou sendo utilizado para financiamento das despesas governamentais ordinárias. Esta mudança de propósito, como defende o documento de referência desta seção, só foi possível porque a norma de funcionamento do AHSF foi aprovada por lei ordinária, necessitando apenas de maioria simples para sua alteração. Fato que possibilitou constantes alterações nas regras de funcionamento do fundo ao longo do tempo, na corrente de interesses e demandas políticas e em resposta às oscilações dos preços internacionais do petróleo.

A multiplicidade de focos do fundo, em parte, pode ter sido fruto da limitação do debate público sobre a matéria. De fato, o AHSF acabou por atender a objetivos concorrentes. O documento de referência cita (ibid, p. 27), por exemplo, que muitos empréstimos, jamais quitados, foram feitos ao governo, com o objetivo declarado de diversificar a estrutura produtiva, embora conste dos objetivos do fundo a montagem de uma poupança para o futuro, através da realização de investimentos prudentes.

Tendo sido inaugurado com um aporte de 30% das rendas petrolíferas, o AHSF, entre 1984 e 1987, em uma conjuntura recessiva, recebeu apenas a metade destes recursos, ficando o saldo remanescente retido no Tesouro provincial. Em 1987, diante do preço baixo do petróleo, o governo começa a desviar inclusive os ganhos do fundo para seu caixa central, o que iniciou um processo violento de erosão do fundo, já que até mesmo o desenho de proteção inflacionária foi desrespeitado. Desde 1982 o fundo transferiu para o orçamento provincial cerca de US$ 16 bilhões. Mesmo assim, em 1995, o déficit da província era de aproximados US$ 14 bilhões, e o fundo continuou auxiliando no pagamento dos serviços desta dívida.

O fundo é gerido pelo Tesouro provincial, e não por executivos de uma corporação pública independente, como no caso do FPA. Estava o AHSF sob controle do gabinete do govenador, que poderia administrar e investir 80% dos ativos do fundo, sem a necessidade de autorização legislativa. As informações disponíveis sobre as operações do fundo eram muito menores do que no FPA[90] e as auditorias eram realizadas por um auditor provincial, e não por auditores independentes, como na experiência do FPA, estando ainda o AHSF isento de uma avaliação de mercado de seus investimentos.

Em virtude da multiplicidade de objetivos, o fundo contava com cinco divisões. Somente uma, a Divisão de Investimento Comercial, que detinha menos que 5% do principal do fundo, investia em títulos, com o propósito exclusivo de gerar rentabilidade. Títulos estes que deveriam ser exclusivamente do Canadá. A maior parte dos recurso ficavam com a Divisão de Investimentos de Alberta, que realizava empréstimos para corporações públicas, sem a necessidade de obter retornos comerciais, com a intenção de promover a diversificação produtiva da província. Outra parte substancial ficava com a Divisão de Investimento em Capital, que realizava empréstimos para construção de parques e hospitais, ou financiava outras despesas de capital público, sem necessidade de retornos econômicos.

---

[90] Como os cidadãos de Alberta não recebem dividendos, presumi-se que, relativamente a experiência do FPA, não estão muito informados sobre o fundo, e demandam menos informações sobre suas operações.

Entre os beneficiários dos recursos do AHSF estavam a *Alberta Heritage Foundation for Medical Research*, *Alberta Heritage Scholarship Fund*, e o *Reforestation Nursery Enhancement Program*. Embora o reforço no caixa destas fundações, patrocinado pelo AHSF, possa ser interpretado como pulverização de suas ações, ao menos a denominação destes beneficiários leva a crer que o fundo acabou por atender a programas de investimento de longo prazo, convergindo, mesmo que de forma vacilante, com o princípio da promoção da justiça intergeracional.

Em função destas múltiplas destinações dos recursos do fundo, o seu principal sofreu séria erosão, até que, em 1997, veio ser reestruturado, com regras mais simples e mais enfáticas em relação ao propósito de gerar um fundo de poupança. A reformulação de 1997 foi motivada por um processo de consulta popular, que optou por um fundo mais comprometido com a formação de uma poupança. O governo reestruturou o fundo, não permitindo mais sua utilização em investimentos produtivos diretos, nem em investimentos sociais. Alternativamente, foi estruturado um plano de aplicação em investimentos de longo prazo para geração de renda. Contudo, esta reestruturação não impediu o avanço do processo de diminuição do patrimônio do AHSF: entre os anos de 1998 e 2003 o seu principal reduziu-se de US$ 8,6 para US$ 8,0 bilhões.

A menor segurança institucional do AHSF, aprovado por lei ordinária, permitiu, de fato, constantes alterações nas normas de provisão e aplicação dos seus recursos. Mas, se uma das principais críticas a este fundo recai sobre suas constantes transferências para o Tesouro provincial, deve-se trazer para o debate o questionamento de que, em última instância, a cobertura dos déficits públicos provinciais também acaba por proteger a riqueza das gerações futuras. É claro que, caso a província de Alberta tenha praticado, tal como os países da OPEP, um programa de gasto governamental e geração de déficits a serem cobertos pelas rendas petrolíferas, o AHSF funcionou como um reforço de caixa ao Tesouro. Contudo, se os déficits foram gerados por contingenciamentos, à revelia da ação responsável do governo provincial, ou por ampliação dos investimentos públicos visando ao bem estar da coletividade, seria plausível afirmar que a menor proteção institucional do

AHSF, contra mudanças normativas, permitiu maior agilidade para que este fundo socorresse o Tesouro em momentos oportunos.

II.4.3 Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN)

Trata-se de um fundo, diferentemente dos dois anteriores, com, explícita[91], dupla finalidade: a garantia de estabilidade macroeconômica e a constituição de um fundo de poupança. A contribuição do fundo para a estabilidade macroeconômica se efetiva em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, o fundo, ao recolher o excesso de divisas daquele grande país exportador, contribuiria para minimizar a pressão inflacionária; nas conjunturas de baixa do preço do petróleo, o fundo socorreria o Tesouro, evitando um maior nível de endividamento. Portanto, um fundo voltado para a estabilidade monetária e para prevenção de déficits públicos[92].

A função de poupança é realizada a partir dos depósitos anuais, em conjunturas de alta dos preços petrolíferos, e do incremento de dividendos ao principal do fundo. Este fundo de poupança torna-se especialmente relevante para o país, diante da previsão (em função do envelhecimento da população e do amadurecimento dos campos petrolíferos noruegueses)

---

[91] A colocação enfática, em aposto, do termo explícita, deve-se a necessidade de recordar que o AHSF, no Canadá, embora legalmente um fundo de poupança, acabou por ser utilizado como um fundo para contribuição da estabilidade macroeconômica.

[92] A CIDE (Contribuição Sobre a Intervenção no Domínio Econômico), brasileira, tem propósitos semelhantes. Contudo, dada a condição do país de importador líquido de petróleo, a CIDE possui um mecanismo invertido: crescendo o seu fundo em um momento de baixa dos preços (através do recolhimento via CIDE de parte da diferença entre o preço de mercado e o preço do combustível na bomba) e diminuindo nos momentos de elevação dos preços internacionais do petróleo, evitando assim a necessidade de elevações bruscas nos preços internos, pari passo, as oscilações no mercado mundial de hidrocarbonetos. Devido ao menor peso relativo do setor petróleo no PIB brasileiro, as metas da CIDE, logicamente, são mais setoriais, procurando prover estabilidade ao mercado de combustíveis e não a estabilidade macroeconômica, embora se saiba que estes fenômenos estejam relacionados.

de incremento das despesas com aposentadoria na mesma época em que, espera-se, as receitas petrolíferas começarão a cair.

Criado em 1990, o FPEN somente recebeu seu primeiro depósito em 1995, tendo já acumulado, até o ano 2000, cerca de US$ 68 bilhões. Em 2003, estimativas deram conta de que o principal do fundo era equivalente a cerca de 50% do PIB norueguês. Este sucesso se deve não só ao preço elevado do petróleo durante os poucos anos de existência do fundo, mas também à prática prudente dos legisladores noregueses. Prudência, propriamente dita, pois as regras do fundo são bastante flexíveis. Diferente dos demais fundos, não há uma definição legal, pré estabelecida, do percentual da renda petrolífera a ser depositada anualmente no fundo norueguês. Esta quantia é definida anualmente, e consiste nas receitas líquidas de petróleo, depois que o déficit orçamentário foi coberto. Ou seja, primeiro as rendas petrolíferas cobrem o déficit público, depois encaminham-se para o fundo de poupança. Caso o déficit público anual não seja coberto pelas rendas anuais petrolíferas, recursos adicionais seriam sacados do fundo de poupança para cobertura dos débitos governamentais. Não havendo, ainda, limites para depósitos e nem para saques anuais junto ao FPEN.

Esta prudência, para além de razões de ordem cultural, responde também a um mecanismo de repartição de poderes nos processos de gestão e fiscalização do fundo, que acaba provocando uma maior transparência nas relações entre esses poderes. Por exemplo:

- O fundo é gerido pelo Ministério das Finanças, que determina um portfólio de investimentos, de acordo com metas de risco e rentabilidade. Os fundos para aplicação são enviados, diariamente, para o Banco Central, que, rigorosamente, tem liberdade para efetuar as aplicações, mas que, de fato, respeita o planejamento do Ministério das Finanças;

- Como o parlamento pode determinar saques sobre o fundo, o executivo procura ser o mais transparente possível com suas operações, para não possibilitar saques excessivos;

- O executivo pode alterar as regras de funcionamento do fundo, sem a autorização do parlamento, mas isso, de fato, não é feito. Mudanças só ocorrem depois de realizadas consultas ao parlamento;

- O Ministério das Finanças deve contratar um auditor independente para avaliar as operações do fundo;

- Todas as informações referentes às operações do fundo estão disponíveis na Internet, inclusive os riscos envolvidos nos investimentos realizados pelo fundo.

No que diz respeito às regras de aplicação do principal do fundo, há que se destacar a proibição expressa da utilização dos recursos do fundo como garantia de empréstimos públicos. Ou seja, uma vez coberto o déficit anual, o governo não pode dispor do fundo como aval para tomada de empréstimos.

Todos os investimentos do fundo são realizados no estrangeiro, com a finalidade de esterelizar o excesso de rendas petrolíferas, no sentido de combater a inflação. Em 2000, os investimentos do fundo estavam distribuídos por 2.025 companhias, em 21 diferentes países. Esta internacionalização dos investimentos fazia-se sob orientação de alguns preceitos éticos e de sustentabilidade, como por exemplo, a restrição de investimentos em empresas de tabaco, e a priorização de aplicação em empresas possuidoras de certificados ambientais.

Até 1998 somente era permitida a aplicação em títulos públicos. Mas, posteriormente a esta data, os gestores do FPEN foram autorizados a investir também em ações, o que elevou consideravelmente seu nível de rentabilidade[93]. Como forma de minimizar as volatilidades de suas aplicações, o FPEN ainda estava sujeito a:

---

[93] Durante o período 1997-2001, a taxa de retorno líquida anual do FPEN foi em média 3,6%, já descontados a inflação e os custos administrativos.

- limitação de não poder deter mais do que 3% das ações de uma única companhia;

- regra de destinar entre 30% e 50% do principal para compra de ações, sendo o restante voltado para aquisição de investimentos financeiros com retornos pré-fixados;

- distribuição regional de seus investimentos em títulos e ações, sendo 50% destinados à Europa, 30% às Américas e 20% à Ásia e Oceania.

Apontado por Tsalik (2002) como modelo, o entendimento sobre o sucesso do FPEN deve levar em consideração a existência de fatores determinantes, bastante específicos da sociedade à qual serve: para além da larga experência democrática daquele país, deve-se fazer referência aos fatos de que o preço do petróleo manteve-se alto durante todo período de existência do fundo e de que a Noruega já possuía uma estrutura produtiva diversificada e um elevado padrão de vida quando o petróleo começou a ser produzido na década de setenta.

Diferentemente dos dois fundos estudados anteriormente, a perspectiva do FPEN de garantir estabilidade macroeconômica não pode ser diretamente traduzida como experiência válida para parametrizar a análise da aplicação das receitas petrolíferas no âmbito municipal. Contudo, não se pode perder de vista que a massiva injeção das rendas petrolíferas em alguns dos municípios produtores da Bacia de Campos pode estar contribuindo para pressões inflacionárias localizadas. Fato que poderia ser esterelizado com o funcionamento de um fundo que recolhesse, mesmo que no âmbito municipal, o excesso de divisas decorrentes da ampliação das receitas petrolíferas.

Quanto à questão da utilização das rendas petrolíferas para cobertura de déficits públicos ao nível municipal, vale dizer que, para alguns dos beneficiários da Bacia de Campos, a situação fiscal é tão favorável, que não existe acúmulo de dívidas. Contudo, a inexistência

de um fundo no âmbito municipal tende a projetar um quadro crítico para as finanças dos municípios petrolíferos, quando ocorrer o esgotamento dos recursos.

II.4.4 O Fundo de Investimento e Estabilização Macroeconômica da Venezuela (FIEMV)

O documento que vem sendo usado como referência para desenvolvimento desta seção, defende (Tsalik, 2002: 31) que o regime político de "ultra-presidencialismo" venezuelano vigorou durante o século XX, como resultado de um pacto entre governo e as multinacionais. Para o primeiro, crescia seu poder na medida que se elevava o volume de produção petrolífera, já para as multinacionais, era sempre preferível centralizar as barganhas em apenas um negociador. Um dos resultados mais dramáticos deste pacto foi a incapacidade do Estado de capturar de forma eficiente as rendas petrolíferas.

A nacionalização do setor petrolífero, com a criação da Petróleos de Venezuela (PDVSA), certamente mudou o caráter da questão de captura das rendas minerais. Contudo, a solução não foi suficiente para minimizar os problemas sociais venezuelanos, que sempre demandaram grande aporte das rendas minerais públicas. O documeto, do FMI (Tsalik, 2002: 32), aponta a corrupção e a despesa pública irresponsável como fatores determinantes que impossibilitaram a transformação da riqueza mineral em efetiva riqueza nacional[94].

A dependência da Venezuela com relação às rendas petrolíferas é significativamente elevada. Políticas de elevação de gastos criadas nos períodos de "boom" do petróleo, continuavam nos períodos de retração dos preços, deixando déficits ingerenciáveis e uma ineficiente alocação dos recursos. Desequilíbrios estes reforçados pela ausência de uma disciplina fiscal. A decisão do governo de usar as rendas do petróleo para diminuir a

---

[94] É nítida a tendência do documento em projetar nas mazelas das instituições venezuelanas toda a responsabilidade para o insucesso da transformação da riqueza mineral em riqueza nacional. Uma análise que não faz qualquer referência às raízes coloniais deste país e tampouco incorpora elementos analíticos mais estruturais.

dependência em relação a este recurso, por meio da diversificação produtiva, expandiu o gasto público, incrementou a inflação, ocasionando déficits, mesmo nos períodos de alta dos preços do petróleo.

Para enfrentar estes desequilíbrios crônicos, a Venezuela por repetidas vezes criou fundos específicos para gerir a riqueza do petróleo. O mais recente é o FIEMV, criado em 1998, pela presidente Caldera. Quando os preços do petróleo caíram, no rastro da crise financeira asiática de 1997, Caldera aceitou as recomendações do FMI de criar um fundo de caráter de estabilização. O fundo acumularia reservas quando o preço do petróleo estivesse elevado, e cobriria o orçamento público quando os preços estivessem em baixa. Seu explícito objetivo: prevenir flutuações na renda advindas da oscilação dos preços do petróleo, com efeitos sobre as necessidades fiscais do país, taxa de câmbio e o balanço de pagamentos.

O fundo tinha regras diretas de acumulação. Baseado em um preço de referência do barril (calculado através da média dos últimos cinco anos), o FIEMV crescia quando o petróleo estava com alta cotação internacional, por intermédio da captura da diferença entre o preço de mercado e o preço de referência. Com a redução do preço internacinal do petróleo, abaixo do preço de referência, decrescia o principal do FIEMV, por via de transferências ao Tesouro venezuelano.

Regra adicional permitia que quando o fundo atingisse valor superior a 80% da média (dos últimos cinco anos) das receitas anuais com exportação de petróleo, o seu excesso de receita (acima destes 80%) poderia ser utilizado, com autorização do congresso, para auxiliar o pagamento do déficit público. Como forma de prevenir uma deterioração do FIEMV, a lei ainda exigia que o saldo do fundo não poderia ser menor do que um terço do saldo do ano anterior.

Não obstante este engenhoso mecanismo, o funcionamento do FIEMV foi dificultado, sobretudo, pelas constantes mudanças de regras, muitas em oposição aos seus objetivos originais. Hugo Chavez, eleito em 1999, alterou-as, diminuindo as transferências para o

FIEMV e aumentando seu poder discricionário sobre as receitas do fundo, podendo o presidente autorizar saques do fundo, por decreto.

A ausência de impedimentos para que o governo pudesse emprestar dinheiro do fundo, significou uma verdadeira subversão com relação aos objetivos iniciais: O FIEMV, criado para promover a disciplina fiscal, estava agora, estimulando justamente o contrário. A existência do fundo não impediu que, em 2000, com a elevação do preço do petróleo, o governo elevasse suas despesas em 46%. O déficit público cresceu 10%, neste mesmo ano, paralelamente ao crescimento do preço do petróleo.

Em 2001, novas mudanças foram impostas: entre o quarto trimestre de 2001 e o quarto trimestre de 2002, não haveria transferência para o FIEMV, liberando assim cerca de US$ 3,00 bilhões para o serviço da dívida pública. As mudanças em 2001, na tentativa de reequilibrar o fundo posteriormente, previam que em 2003, o fundo passaria a receber 6% das receitas petrolíferas, percentual este acrescido de 1% a cada ano, até atingir 10% em 2007. Em 2008, o fundo voltaria a respeitar as regras, originais, estabelecidas em 1998.

Estas regras não devem permanecer, segundo a visão de Tasalik (p. 33), porque as transferências neste período 2003-2007 foram determinadas independentemente do preço do petróleo. O FIEMV pode viver uma situação absurda entre os anos de 2003 e 2007, de receber depósitos e transferir recursos para o tesouro ao mesmo tempo.

Se o caso do FIEMV pode ser citado como experiência negativa, que mostra a necessidade de se criar uma proteção institucional, por outro, traz à luz, mecanismo claro de alimentação de um FPs, baseado na oscilação do preço internacional em relação a um preço de referência. Esta metodologia poderia ser facilmente incorporada às regras de funcionamento de FPs de âmbito local, os quais seriam reforçados em conjunturas de sobrevalorização do preço do petróleo. O que é bastante razoável, na medida em que o custeio muncipal não é, definitivamente, indexado pelo preço internacional do petróleo, mas suas receitas sim.

II.5 NOTAS FINAIS

A análise das experiências concretas de aplicação dos *royalties* petrolíferos entre alguns dos grandes países produtores de petróleo não mostrou ser regra a utilização destas receitas como fonte de financiamento de políticas de promoção da justiça intergeracional. De fato, este estudo mostrou não ser possível tratar os *royalties* de uma forma genericamente coesa. Os *royalties* e as políticas por estes fomentadas sofrem mudanças de significado, em função do tempo e do espaço em que são acionados.

Por outro lado, pôde ser visto que aqueles países, ou esferas de governo sub-nacionais (GSNs) que promoveram, com os *royalties*, políticas compensatórias às gerações futuras, o fizeram de diferentes maneiras, entre estas: através da montagem de fundos de pensão; planos governamentais para diversificação produtiva; investimentos públicos em infra-estrutura produtiva; financiamento de programas de pesquisa em fontes alternativas de energia; sustentação de fundações educacionais.

Observou-se ainda, no que diz respeito à promoção de políticas de justiça intergeracional, que, em virtude dos diferenciados graus de dependência dos orçamentos públicos em relação ao setor petrolífero, e do desequilíbrio das contas públicas, em alguns casos pode ser completamente inviável a postergação da fruição da renda mineral capturada pela esfera pública.

Individualmente as experiências estudadas trouxeram alguns importantes aprendizados, os quais, estarão, explícita e implicitamente, presentes na análise do modelo brasileiro de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*, a ser efetuada nos próximos capítulos.

A evolução da imposição fiscal sobre a produção petrolífera na Arábia Saudita mostrou que a definição do rateio das rendas minerais entre a parte pública e privada é resultado, exclusivo, da barganha política, antes de qualquer consideração econômica. Normalmente existe um intervalo econômico, medido pela distância entre o preço internacional e o preço doméstico de produção, que define o espaço reservado para a barganha. Se a tributação

pública for maior que esta diferença, não haverá produção, a não ser que um determinado país tenha produção suficiente para determinar o preço internacionalmente, como é o caso da Arábia. A presença do Departamento de Estado Norte Americano como negociador de uma demanda saudita pela elevação da alíquota dos *royalties* na década de cinqüenta, mostra que muito antes de uma *commodity*, o petróleo deve ser tratado como um recurso estratégico, com regras próprias, portanto, para sua tributação.

A elevada dependência saudita em relação às rendas petrolíferas não poderia ter canalizado os *royalties* para um programa específico de geração de rendimentos para as futuras gerações. Naquele país, a própria montagem do estado moderno e o processo de diversificação da economia foi, em larga medida, financiada pelas rendas do petróleo.

Na Rússia, pode-se obervar a importância dos *royalties* como especial fonte geradora de recursos públicos, em conjunturas econômicas críticas, que levaram aquele país, por duas vezes na década de noventa, a um processo de "desmonetização". A estrutura de tributação do setor petróleo e gás na Rússia, carregada de impostos sobre a produção, e não sobre o lucro, reflete a um só tempo, a estrutura fiscal centralizada da antiga URSS, mas também a necessidade de obter uma forma de arrecadação mais incondicional, não sujeita, portanto, às vicissitudes da rentabilidade líquida das companhias.

É também marcante a presença da barganha política na determinação do rateio das rendas petrolíferas na Rússia, seja entre companhias e governo, seja entre níveis governamentais distintos. Tão marcante esta barganha, que foram construídos arranjos entre os GSNs e as companhias petrolíferas para o pagamento de tributos em espécie, concretizados através de construção de obras de interesse público. A montagem de empresas petrolíferas públicas comerciais, de caráter regional, é ainda outra manifestação deste quadro de elevada disputa pelas receitas petrolíferas.

O governo federal Norte Americano, menos dependente dos *royalties* como fonte de financiamento público, pôde desenvolver algumas experiências de aplicação mais focadas, por exemplo, em políticas de aquisição de bens e equipamentos públicos, como forma de

compensar a alienação da riqueza mineral presente no subsolo pertencente a esta esfera governamental.

A rigor, nos EUA, é possível falar da existência de inúmeros regimes de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*, pois, sendo o petróleo encontrado em terras estaduais ou privadas, devem seguir a legislação estadual. Entre estas experiências, demonstrou-se: no Alaska, a montagem de um fundo de pensão com os recursos dos *royalties*; no Colorado, a construção de uma regra de rateio dos *royalties* entre as esferas locais baseada na distribuição espacial dos empregos no setor petróleo; em Dakota do Norte, a existência de mecanismos de limitação (tetos) para o repasse dos *royalties* às esferas locais de governo.

Quanto à abordagem dos Fundos Petrolíferos existentes no conjunto dos países analisados, deve-se registrar que já se acumulam trinta anos de experiências, que podem ser aproveitadas por uma eventual proposta de implementação de um fundo brasileiro, nacional ou subnacional. A análise mostrou que o sucesso dos fundos depende de sua proteção institucional, de sua popularização, muitas vezes garantida por uma política de transparência e, novamente, do grau de dependência do Estado em relação às rendas petrolíferas.

Capítulo III - Sobre intencionalidades e funcionalidades políticas com o regime de cobrança, rateio e aplicação dos royalties no Brasil.

> "(...) uma vez mais o poder estratégico de nossas elites, ao impedir o avanço da cidadania, impediu simultaneamente o desenvolvimento, mesmo que tardio, de um povo nação e, com isso, impediu também a separação indispensável à democracia entre o privado, o público e o estatal." (FIORI, 1994, p. 122)

Nos dois capítulos antecedentes foram apresentadas, respectivamente, diferentes justificativas para cobrança dos *royalties* e algumas estruturas diferenciadas de cobrança, rateio e aplicação destes recursos. A recuperação da evolução do conceito de renda mineral, realizada no primeiro capítulo, serviu para eleger a política de promoção da justiça intergeracional como a mais adequada entre tantas políticas de desenvolvimento possíveis. A análise dos regimes de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* praticada entre os maiores produtores de petróleo mundiais, realizada no segundo capítulo, procurou valorizar traços, explícitos ou não, destas políticas de promoção das gerações futuras.

Neste capítulo pretende-se atingir o caso brasileiro. Seguindo a presente linha argumentativa, o caso brasileiro poderia ser simplesmente tratado a partir da interpretação do grau de aproximação da legislação que normatiza o regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* com políticas de promoção da justiça intergeracional.

Contudo, uma vez que se compreende que a forma como os *royalties* são cobrados, repartidos e aplicados resulta de uma negociação política - muito mais do que uma simples escolha técnica entre as justificativas, listadas no primeiro capítulo, ou do que um processo evolucionista de incorporação de erros e acertos adquiridos pelo estudo das experiências internacionais - seria por demais simplista enquadrar a experiência brasileira em uma análise sobre a sua afinidade ou distância com o propósito de promover a justiça intergeracional. Antes, preferiu-se neste capítulo oferecer algumas sugestões sobre os interesses colocados na disputa pela apropriação dos *royalties*, consagrados pela norma legal vigente de repartição e aplicação destes recursos.

O interesse desta etapa do estudo é, influenciado por Leal (1978) e Fiori (1994), o de apresentar a hipótese sobre a captura dos valiosos recursos dos *royalties* por interesses privados, desperdiçando a montagem de uma estrutura de rateio e aplicação destes recursos orientada para a necessidade de promoção de políticas de justiça intergeracional, em qualquer uma das esferas governamentais.

A epígrafe destacada relata bem o desejo de denunciar como a barganha política dos potenciais beneficiários das rendas petrolíferas, muitas vezes de cunho localista, acabou por determinar o modelo atual de repartição e aplicação destas rendas, o qual, absolutamente, não é sensível à própria gênese da renda mineral, de onde se originam os *royalties*. Incorpora-se também à análise outros "descaminhos" dos *royalties*, fruto da negociação entre as diferentes esferas de governo pela apropriação destes recursos, que o tomam, equivocadamente: como forma de compensar as esferas subnacionais pela extração de riqueza em seus territórios (ou projeções deste território na plataforma continental); como compensação pelas externalidades negativas geradas pela indústria petrolífera, da espécie dos impactos de adensamento; como instrumento de promoção de políticas regionais compensatórias; como *moeda* efetiva e *de troca* na disputa dos entes federados pelas receitas públicas; como garantia das dívidas dos Estados junto a União.

A estrutura do capítulo tem a seção III.1 dedicada à realização de uma recuperação sintética das principais modificações nas normas que regulam o regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*, desde 1953, quando da criação da Petrobras, até a legislação hoje vigente (2004).

Na seção III.2 elegeu-se dois momentos históricos importantes para recuperar os processos de negociação em torno da apropriação e aplicação dos recursos dos *royalties*: i) o debate que antecede a extensão dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore* às esferas de governo sub-nacionais (GSNs), normatizada pela Lei 7.525/86; ii) o debate que antecede a aprovação da Lei do Petróleo (9.478/97), que quebrou o monopólio da Petrobras, criou a Agência Nacional do Petróleo, ampliou a alíquota do *royalty*, alterou sua forma de rateio e criou o novo instrumento compensatório das *participações especiais*. Sem pretender

realizar uma cobertura exaustiva sobre estes processos de negociação, o estudo elege como fonte de pesquisa os debates ocorridos na Câmara dos Deputados, no Senado Federal e no Congresso Nacional durante os períodos de tramitação das duas leis referenciadas, documentados nos Diários e Anais das três instâncias legislativas.

Como observação de caráter metodológico, cabe mencionar que a pesquisa nos anais das casas legislativas não pretende realizar uma *análise do discurso* das intervenções parlamentares, nem mesmo realizar um estudo exaustivo acerca das representações sociais emanadas pelos referidos discursos. Antes de um estudo de ciência política, quer-se apresentar um estudo para a ciência política.Um estudo que sirva como sistematizador de diferentes posicionamentos dos parlamentares, mas que não tratará estes personagens com a riqueza exigida pela ciência política. O destaque dado por Oliveira (1981: 14) à questão dos vínculos dos indivíduos com suas classes contribui para aclarar esta assumida lacuna:

> "é preciso, porém, entender tais personagens como personas no sentido de Marx: representam forças sociais; seus nomes privados são nomes próprios das classes e grupos sociais que representavam, e dos processos contraditórios a que o embate e o confronto dessas classes davam lugar."

Nas duas seções posteriores são tratados dois tipos especiais de negociação pública vertical, entre o governo nacional e as esferas sub-nacionais, que se utilizam dos *royalties* enquanto moeda de troca, tanto no sentido literal como figurado. A seção III.3 apresenta uma justificativa especial para a presente forma de rateio dos *royalties*, conformada pela não incidência de ICMS nas operações interestaduais com o petróleo. Neste caso, os *royalties* funcionariam, de forma particular, como mecanismo de ajuste de iniqüidades da estrutura fiscal brasileira. A seção III.4, por fim, cuida de apresentar a utilização dos *royalties* como valioso instrumento de garantia para repactuação das dívidas dos estados petrolíferos com a União, durante o segundo governo de Fernando Henrique Cardoso (1999-2002).

III.1 - O PERCURSO HISTÓRICO DAS NORMAS DE COBRANÇA, RATEIO E APLICAÇÃO DOS ROYALTIES PETROLÍFEROS[95].

Em respeito às modificações ocorridas na concepção e na terminologia empregada na legislação pertinente serão aqui utilizados, seguindo ordenamento cronológico, os termos indenização, compensação financeira e, finalmente, *royalty*. O que hoje se conhece como *royalties* petrolíferos, já foi tratado como *indenização*, desde a criação da Petrobras (1953) até 1989; depois nominado como compensação financeira, até a Lei do Petróleo, de 1997, quando se inaugura o termo *royalty*, vivo até hoje.

III.1.1 Normas Referentes à Cobrança e Rateio entre Beneficiários

Em 1953, quando da criação da Petrobras, o pagamento das indenizações às esferas governamentais previa que a alíquota, fixada em 5% do valor de referência dos hidrocarbonetos, deveria ser distribuída aos Estados e Territórios onde se realizava a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás - ver Quadro III.1. A indenização aos municípios operava-se de forma indireta, pois os Estados e Territórios deveriam redistribuir 1/5 de suas indenizações aos municípios onde ocorriam a lavra e/ou a extração, na proporção do volume produzido nestas localidades. (Lei 2004, de 03/10/53)

Quatro anos depois, de acordo com a Lei 3.257, de 02/09/57, os municípios passam a ser beneficiários diretos das indenizações, mantendo-se a mesma alíquota de 5% e respeitando-se a mesma repartição anterior: 4/5 aos Estados e Territórios e 1/5 aos municípios onde ocorrem a lavra ou extração. Estes dispositivos, de 1953 e 1957, apontam para um viés localista na origem da política de distribuição das indenizações entre as esferas governamentais, na medida em que nada ficava com a União. Neste período inicial, porém,

---

[95] Para uma apresentação detalhada sobre as normas de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties* ver Gutman e Leite (2003) e Barbosa (2001).

a extração ocorria apenas em terra (*osshore)* sendo ainda diminutas a produção e as rendas petrolíferas.

É somente na década de sessenta que a extração de petróleo começa a se realizar na plataforma continental, sobretudo na parte em que esta confronta com os limites territoriais do Estado de Sergipe. Em função disto, no final desta mesma década, veio o dispositivo legal (Decreto Lei 523, de 08/04/69) que estendeu a incidência das indenizações sobre a produção *offshore*. Antes somente estavam previstas indenizações sobre a produção em terra.

Quadro I – Síntese das principais modificações nas normas que regulam a cobrança e distribuição dos *royalties* no Brasil

Normas	**Alíquota**	**Produção em Terra (*onshore*)**	**Produção na Plataforma Continental (*offshore*)**	**Comentários**
Lei 2.004, de 03/10/53 (Lei de criação da Petrobrás)	5%	▪ 5% para os Estados e Territórios onde se realiza a lavra e/ou a exploração; destes, 1% eram redistribuídos aos municípios	Não havia produção na Plataforma Continental	Os municípios eram beneficiários indiretos, pois recebiam suas indenizações via Estado e Territórios; O preço de referência para incidência das indenizações era determinado pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), e o pagamento se efetuava trimestralmente. Estes recursos deveriam, *preferentemente*, ser aplicados na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.
Lei 3.257, de 02/09/57	5%	▪ 4% para Estados e Territórios; ▪ 1% para os Municípios	Não havia produção na Plataforma Continental	Os municípios passam a ser beneficiários diretos.
Decreto Lei 523, de 08/04/69	5%	▪ inalterada	▪ 2,5% ao Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM); ▪ 2,5% ao Ministério da Educação e Cultura (MEC)	É estendida a incidência das indenizações sobre a produção *offshore*, contudo, Estados e Municípios não eram beneficiados, apenas a União.
Decreto Lei 1.288, de 01/11/73.	5%	▪ inalterada	▪ 5% ao Conselho Nacional do Petróleo (CNP).	Como medida reativa ao Primeiro Choque do Petróleo, as indenizações destinadas ao CNP tinham como meta a formação de estoques de combustível, com o objetivo de garantir segurança e a regularidade da geração de energia.
Lei 7.453, de 27/12/85	5%	▪ inalterada	▪ 1,5% aos estados confrontantes com áreas de produção na plataforma continental; ▪ 1,5 % aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geo-econômicas; ▪ 1,0% Ministério da Marinha; ▪ 1,0% ao Fundo Especial	Início do pagamento às entidades subnacionais das indenizações incidentes sobre a produção na plataforma continental Os recursos destinados ao Fundo Especial seriam distribuídos entre todos estados e municípios da Federação. Amplia-se o escopo da aplicação, mantendo-se o termo *preferentemente*: a aplicação deveria ser em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento básico.

Quadro I – Síntese das principais modificações nas normas que regulam a cobrança e distribuição dos *royalties* no Brasil (continuação)

Normas	**Alíquota**	**Produção em Terra (*onshore*)**	**Produção na Plataforma Continental (*offshore*)**	**Comentários**
Lei 7.525, de 22/07/86. (Regula a Lei 7.453)	5%	▪ inalterada	▪ inalterada	Conceitua região geoeconômica e especifica critérios para rateio das indenizações entre os beneficiários. Reafirma as atribuições do CNP, de cálculo e controle das indenizações. Feitos os cálculos pelo CNP, a Petrobras teria um prazo de dez dias para depositar o valor das indenizações diretamente na conta dos entes beneficiários. Atribui responsabilidades regulatórias ao IBGE. Substitui o termo preferentemente pelo termo exclusivamente no tocante as regras de aplicação das indenizações.
Decreto 93.189, de 29/08/86	5%	▪ inalterada	▪ inalterada	Regulamentou o traçado das linhas de projeção dos limites territoriais dos estados, territórios e municípios a ser utilizado pelo IBGE para definição dos poços confrontantes. Ver Figura III.1 .
Decreto 94.240, de 21/04/87	5%	▪ inalterada	▪ inalterada	Estabelece critérios visando à fixação de valor para os hidrocarbonetos para efeito do cálculo das indenizações, ainda sob responsabilidade do CNP. Estabelece os coeficientes individuais de participação, determinado com base na respectiva população ou na dos seus distritos.
Lei 7.990, de 28/12/89 e Decreto 01, de 11/01/91	5%	▪ 3,5% aos estados produtores; ▪ 1,0% aos municípios produtores; ▪ 0,5% aos municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural (produzidos em terra). Obs: Os Estados transferirão aos Municípios 25% das compensações financeiras que recebem, observando os mesmos critérios de rateio do ICMS.	▪ 1,5% aos estados confrontantes com poços; ▪ 1,5% aos municípios confrontantes com poços e suas respectivas áreas geoeconômicas; ▪ 1,0% ao Ministério da Marinha; ▪ 0,5% ao Fundo Especial; ▪ 0,5% aos municípios onde se localizam instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural; Obs: Os Estados transferirão aos Municípios 25% das compensações financeiras que recebem, observando os mesmos critérios de rateio do ICMS.	Substitui o termo indenização por compensação financeira. Altera sua distribuição, incluindo como beneficiário os municípios sede de instalações para embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Os recursos destinados ao Fundo Especial devem ser distribuídos entre todos Estados e Municípios da Federação, na razão de 80% para os municípios e 20% para os Estados; O Departamento Nacional do Petróleo (DNC) passa a ser o órgão responsável pela definição dos preços de referência para incidência das compensações financeiras, bem como pela feitura do cálculo destas compensações e envio das informações ao Tribunal de Contas da União, para efeito de fiscalização. É instituída a vedação da aplicação das compensações financeiras, por qualquer um dos seus beneficiários, em pagamentos de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

Quadro I – Síntese das principais modificações nas normas que regulam a cobrança e distribuição dos *royalties* no Brasil (continuação)

Normas	**Alíquota**	**Produção em Terra (*onshore*)**	**Produção na Plataforma Continental (*offshore*)**	**Comentários**
Lei 9.478, de 06/08/97 ("Lei do Petróleo") e Decreto 2.705, de 03/08/98 ("Decreto das Participações Governamentais")	Entre 5% e 10%	Até 5%, distribuídos segundo Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91. Parcela excedente a 5%, distribuída na forma seguinte: ▪ 52,5% aos estados onde ocorrer a produção; ▪ 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia; ▪ 15,0% aos municípios onde ocorrer a produção; ▪ 7,5% aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;	Até 5%, distribuídos segundo Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91. Parcela excedente a 5%, distribuída na forma seguinte: ▪ 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia; ▪ 22,5% aos Estados confrontantes com campos petrolíferos; ▪ 22,5% aos Municípios confrontantes com campos petrolíferos; ▪ 15,0% ao Comando da Marinha; ▪ 7,5% ao Fundo Especial ; ▪ 7,5% aos Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, definidas pela ANP.	A Lei 9.478 é a que aprova a quebra do monopólio da exploração pela PETROBRAS e cria a Agência Nacional do Petróleo (ANP). O controle dos *royalties* e de sua distribuição passa a ser de responsabilidade da ANP. A alíquota é de no mínimo 5%, podendo alcançar até 10% em função da rentabilidade dos campos petrolíferos, de acordo com determinação da ANP. A alíquota mínima de 5% é distribuída de acordo com a Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91. A alíquota excedente a 5% é distribuída de acordo com a Lei 9.478/97 e o decreto 2.705/98.

Fonte: Legislação pertinente (www.senado.gov.br)

O traço centralista do governo militar tratou de reservar exclusividade à União quanto ao recebimento das indenizações incidentes sobre a produção *offshore*. Os recursos, arrecadados com base em uma alíquota fixada também em 5%, destinavam-se ao Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM (2,5%), para constituição do Fundo Nacional de Mineração e ao Ministério da Educação e Cultura (2,5%), para o incremento da pesquisa e do ensino de nível superior no campo das geociências[96].

Em resposta ao *Primeiro Choque do Petróleo*, o executivo altera (Decreto Lei 1.288, de 01/11/73) a destinação das indenizações incidentes sobre a produção *offshore,* garantindo o repasse integral da alíquota de 5% ao Conselho Nacional do Petróleo – CNP. Justificava esta medida a meta de formação de estoques de combustível, com o objetivo de garantir a segurança e a regularidade do fornecimento de energia no país.

Somente em 1985, através da Lei Nº 7.453 (27/12/85), as indenizações sobre a produção de óleo e gás extraídos da plataforma continental passaram a creditar as esferas de governo subnacionais (GSNs). As indenizações foram também fixadas em 5%, sendo "1,5% devida aos Estados e Territórios *confrontantes*; 1,5% aos municípios *confrontantes* e suas respectivas áreas *geoeconômicas*; 1% ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas; e 1% para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios" (Lei 7453, 12/12/85). Grifou-se os termos confrontantes e geoeconômicas dada a necessidade de precisá-los para compreensão da forma de rateio das indenizações.

Em 1986, a Lei Nº 7.525 (22/07/1986) define com maior precisão a categoria dos beneficiários confrontantes. Estes seriam os "Estados, Territórios e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais até a

---

[96] Em 1971 é criado o Conselho Consultivo do Programa de Geociências, sob a presidência do Diretor do Departamento de Assuntos Universitários do MEC, para a tarefa de elaborar os planos anuais de aplicação dos recursos das indenizações destinados ao MEC. Previa a norma que este Conselho seria composto por dois representantes de organizações de ensino de nível superior, indicados pelo MEC e dois representantes de instituições de pesquisa indicados pelo Ministério das Minas e Energia. (Decreto 68.925, de 15/07/71).

linha de limite da plataforma continental, onde estiverem situados os poços"[97].(Lei 7.525/86)

Para melhor compreensão da categoria de Estados e Municípios confrontantes, apresenta-se abaixo um mapa ilustrativo (Figura 1), o qual, embora exemplifique a condição específica de município confrontante, serve como recurso também para entendimento da condição de Estado confrontante.

Observa-se que das extremidades de cada município litorâneo partem dois pares de retas. Esses pares representam dois tipos distintos de projeções marítimas dos limites municipais: as projeções ortogonais e as paralelas. O par de retas representando as projeções dos limites ortogonais que partem de determinado município garante geometricamente que os poços localizados em seu interior tenham o mesmo município como o território continental mais próximo. Tal solução não atende, absolutamente, a qualquer fundamento econômico para repartição das indenizações entre os municípios. Isto porque não há, a princípio, qualquer relação entre a distância física[98] que separa o poço petrolífero e o município confrontante e a intensidade da presença de capitais transitórios nos municípios beneficiários.

Quanto à projeção dos limites paralelos municipais, sua justificativa para definição dos municípios confrontantes carece de sentido econômico e mesmo geométrico (físico), devendo, de outra forma, serem buscadas as razões políticas que efetivamente deram ensejo a esta proposta metodológica, tarefa que será enfrentada na seção seguinte.

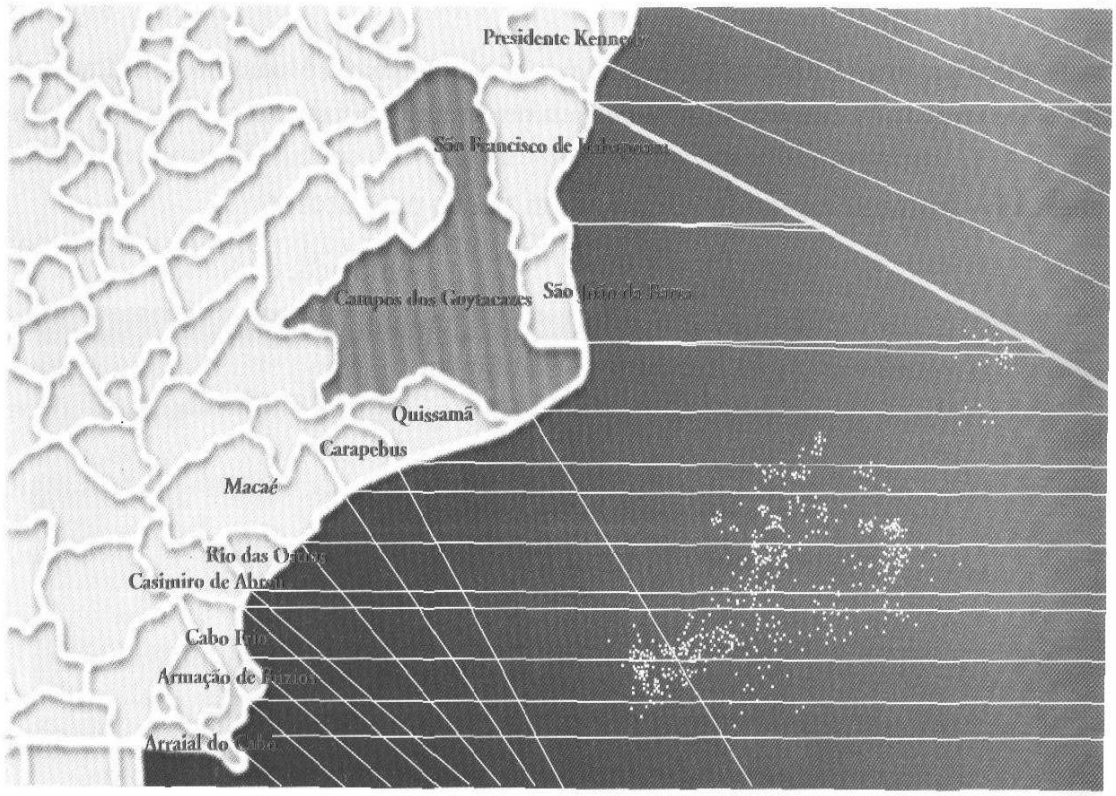
---

[97] A análise crítica sobre a categoria de Estados e Municípios confrontantes é realizada no capítulo posterior, uma vez que é na definição desta categoria que reside grande parte das impropriedades das regras de rateio dos *royalties*.

[98] Observe, por exemplo, que os limites ortogonais do município de Campos dos Goytacazes abarcam quase a totalidade dos poços da Bacia de Campos, embora as atividades de embarque e desembarque associadas à atividade petrolífera sejam pouco expressivas em seu território.

Os Estados confrontantes são aqueles cujas projeções ortogonais abarcam áreas de produção na plataforma continental. Observa-se que não são válidas as projeções paralelas para esta definição de Estado confrontante.

Figura III.1 – Bacia de Campos. Projeções dos limites municipais ortogonais e paralelos



Fonte: Barbosa (2001)

Como previsto na lei anterior (7.453/85), as indenizações não estavam limitadas aos municípios confrontantes aos poços, mas estendiam-se às suas respectivas áreas geoeconômicas. É justamente a Lei Nº 7.525 (22/07/1986), ora em análise, que especifica os critérios para definição destas áreas geoeconômicas, composta por três diferentes zonas:

i) Zona de Produção Principal: conformada pelos Municípios confrontantes e os Municípios onde estiverem localizados 3 (três) ou mais instalações dos seguintes tipos (Art. 4º, Lei 7.525/86):

- instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos;
- instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e ao escoamento de petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios;

ii) Zona de Produção Secundária: conformada pelos "Municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, ficando excluídos, para fins de definição da área geoeconômica, os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades."

iii) Zona Limítrofe (à de produção principal): conformada pelos Municípios contíguos aos municípios que integram a Zona de Produção Principal, "bem como os Municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo e do gás natural."

Com esta complexificação da área sujeita à indenização, a Lei Nº 7.525/86 definiu um conjunto de normas para repartição da alíquota de 1,5% devida aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas (ver, acima, análise da Lei 7.453/85). Esta alíquota de 1,5% seria assim repartida (Artº 5, Lei 7.525/86):

- 60% aos municípios da Zona de Produção Principal, "rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industrias para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, 1/3 (um terço) da cota deste item;"
- 10% aos Municípios integrantes da Zona de Produção Secundária, "rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos";

- 30% aos Municípios integrantes da Zona Limítrofe, "rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os municípios integrantes da Zona de Produção Secundária

Já foi observado que, da alíquota de 5% das indenizações incidentes sobre a produção *offshore*, 1/5 destinava-se à constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre o conjunto dos Estados, Territórios e Municípios brasileiros. Tal Fundo destinaria 80% de suas transferências para os Municípios e o restante para os Estados e Territórios, respeitando, como regra de rateio, respectivamente, os critérios do Fundo de Participação dos Municípios (FPM) e do Fundo de Participação dos Estados (FPE) - os dois mais importantes instrumentos constitucionais de transferência de rendas às esferas subnacionais de governo.

Não pode restar dúvida quanto ao fato de ser muito mais complexo o processo de identificação dos beneficiários e da magnitude destes benefícios quando a produção se realizava na plataforma continental, e não em terra. Esta complexificação requeria, entre outras coisas, o estabelecimento das projeções dos Estados e Municípios na Plataforma Continental Brasileira e a objetivação da vaga conceituação presente na definição dos municípios pertencentes à Zona Limítrofe: "(...) municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo e do gás natural." (§3, Art. 4º, Lei 7.525/86). Dificuldades estas acrescidas pela necessidade de contínua atualização, devido aos deslocamentos espaciais da produção na plataforma continental.

Em função destas dificuldades, foram repassadas ao IBGE importantes atribuições para concretização do processo de rateio das indenizações petrolíferas. Coube a este órgão (Art 9º, Lei 7.525/86):

> *" I - traçar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, segundo a linha geodésica ortogonal à costa ou segundo o paralelo até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental;*
> *II - definir a abrangência das áreas geoeconômicas, bem como os Municípios incluídos nas zonas de produção principal e secundária e os referidos no § 3º do art.*

4º desta lei, e incluir o Município que concentra as instalações industriais para o processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;
III - publicar a relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados, 30 (trinta) dias após a publicação desta lei;
IV - promover, semestralmente, a revisão dos Municípios produtores de óleo, com base em informações fornecidas pela PETROBRÁS sobre a exploração de novos poços e instalações, bem como reativação ou desativação de áreas de produção."[99]

Quanto a abrangência das áreas geoeconômicas o IBGE definiu no interior das Zonas Limítrofes os "municípios que sofram as conseqüências sociais ou econômicas da produção ou exploração do petróleo e do gás natural" como sendo aqueles pertencentes à mesma mesorregião homogênea (definida pelo próprio IBGE) dos municípios pertencentes à Zona de Produção Principal[100].

O Decreto 94.240, de 21/04/87, além de disciplinar novos critérios para definição dos preços dos hidrocarbonetos que servem de referência para incidência das indenizações, estabelece que estas indenizações, devidas aos municípios, estejam atreladas à produção petrolífera realizada no interior das Unidades da Federação a que pertencem.

Deve ser entendido que, quando a produção ocorre na plataforma continental, as respectivas indenizações municipais não têm como referência a produção realizada nos poços localizados no interior das projeções municipais na plataforma, mas sim a produção de toda a UF a que o município pertence, rateada em função da população de cada município[101]. Desta forma, não faz diferença se um determinado município é considerado confrontante (e

---

[99] Em 12/09/86 o IBGE fez publicar no D.O.U. a primeira relação dos Estados e Municípios beneficiários, com suas respectivas populações. Barbosa (2001)

[100] Barbosa (2001) adverte que "estiveram em vigor os limites das mesorregiões homogêneas e a partir de 1990 passaram a vigorar os limites das mesorregiões geográficas, resguardados os direitos dos municípios contemplados com o critério anterior". (p. 73)

[101] O rateio das indenizações segundo a população dos municípios, embora diretamente proporcional, atende a coeficientes determinados por faixa de tamanho dos municípios. Tal fato gera iniqüidades na forma de rateio, as quais serão debatidas no próximo capítulo.

por isso pertencente à Zona de Produção Principal) em função de haver um poço ou vários poços no interior de suas projeções na plataforma. Importa sim, segundo o estabelecido pela legislação, a classificação do município - se pertencente à Zona de Produção Principal, Secundária ou Limítrofe - e a magnitude de sua população. Em resumo, a norma destina um percentual das indenizações para o conjunto dos municípios de cada zona, fatiando estas indenizações em função da população de cada município, em não em função da produção realizada nos poços situados no interior de suas projeções na plataforma continental.

Em 1989 a Lei Nº 7.990, de 28/12/1989, regulamentada pelo Decreto 01, de 11/01/91, reorganiza a distribuição das agora chamadas compensações financeiras[102] vinculadas à produção petrolífera. Para a produção em terra a compensação financeira - ainda fixada em 5% do valor dos bens extraídos – era assim distribuída: i) 3,5% aos Estados produtores; 1% (vinte por cento) aos Municípios produtores; 0,5% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

Já para a produção *offshore* a referida lei previu nova distribuição para os 5% destinados à compensação financeira: "sendo 1,5% aos Estados confrontantes; 1,5% aos Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% ao Comando da Marinha; 0,5% aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque; 0,5% para constituir um Fundo Especial a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios".

Este novo rateio inaugura uma nova categoria de beneficiários: os Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque[103]. Os quais tomaram metade da alíquota antes reservada ao Fundo Especial, que passa de 1% para

---

[102] Nota-se que o termo *compensação financeira* vem substituir o antigo termo *indenização*, presente na legislação até 1986.

[103] Não confundir esta categoria de Municípios com aquela, já prevista no interior das Zonas de Produção Principal, dos Municípios que concentram as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural.

0,5%. Note que estes municípios rateiam entre si a alíquota de 0,5% incidente sobre a produção de todo país. Assim, em 2001, existiam 15 municípios que atendiam às operações de embarque e desembarque de petróleo e gás produzidos na plataforma continental, os quais dividiam entre si, em partes iguais (1/15 para cada), a alíquota de 0,5% incidente sobre toda a produção nacional *offshore*. O mesmo valendo para o rateio entre os 57 municípios que atendiam à estas mesmas operações de embarque e desembarque da produção realizadas em terra, os quais dividiam em partes iguais a alíquota de 0,5% incidente sobre a totalidade da produção nacional *onshore*.

O Decreto 01/91, ora em análise, inova na determinação dos critérios para determinação dos preços das *commodities* sobre os quais incidirão as compensações financeiras, a serem fixados pelo DNC[104]. Adicionalmente, é previsto neste mesmo instrumento, que o pagamento das compensações financeiras será efetuado mensalmente, até o último dia útil do segundo mês subseqüente ao do fato gerador.

Chega-se, finalmente, à Lei 9.478, de 06/08/1997, conhecida como Lei do Petróleo, que consagra o termo *royalty*, em substituição ao termo compensação financeira. Esta lei dispõe sobre a política energética no novo contexto regulatório setorial - pós derrubada do monopólio estatal de exploração do petróleo - cria a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética.

---

[104] Art. 22. O DNC fixará os valores do óleo de poço ou petróleo bruto, do óleo de xisto betuminoso e do gás natural, de produção nacional, observados os seguintes critérios:

I - O valor do petróleo bruto será o da paridade na boca do poço produtor, definido como a diferença entre o custo CIF do petróleo importado, expresso em moeda nacional e utilizado como base para fixação dos preços dos derivados produzidos no País, e o custo médio de transferência entre os poços produtores e os pontos de embarque;

II - O valor do óleo de xisto betuminoso extraído das bacias sedimentares terrestres será igual ao fixado para o petróleo bruto, nos termos do inciso anterior;

III - O valor do gás natural, referido à pressão absoluta de 1.033 Kg/cm² e temperatura de 20ºC, será igual à média ponderada dos preços de venda fixados pelo DNC para os diferentes usos do produto, dela deduzidos o custo médio de transferência entre os poços produtores e os respectivos pontos de entrega. (Decreto Nº 01, de 11/01/91)

De acordo com a referida lei, o *royalty* passa a integrar um conjunto de quatro participações governamentais, sendo as demais: o bônus de assinatura, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. O *royalty* passa a ser cobrados em montante de até 10% do valor da produção do petróleo ou gás natural, com valor mínimo de 5%[105].

De fato, esta alíquota passa a estar sujeita a revisões, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. Desta forma "a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção" (§1, Art. 47, Lei 9.478/97).[106]

O valor sobre o qual incidirá o recolhimento de *royalties* será calculado em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo. Deve-se registrar ainda que eventuais desperdícios concernentes à atividade produtiva não serão deduzidos da parcela de *royalty* devida pela empresa produtora[107].

Os *royalties*, até o montante de 5%, serão distribuídos com base nos critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, já apresentados. Já a parcela do valor do

---

[105] Segundo Barbosa (2001) a alíquota média (ponderada pelo volume de produção) dos campos na plataforma continental fora de 9,8% em 2000.

[106] Destas novidades, deve-se, ao menos, levar duas questões para a próxima seção. A primeira, a de que o aumento do número de participações governamentais e, conseqüentemente, da imposição fiscal sobre a produção, serviu como forma de ressarcir o Estado pela perda da condição de monopolista, até então desfrutada na área de exploração e produção petrolífera. A outra, quanto a possibilidade da ANP estabelecer alíquotas dos *royalties* menores que 10%: não pode haver dúvidas de que esta possibilidade de redução dos *royalties,* mesmo que apoiada sobre argumentos técnicos e objetivos, abre campo para inserção de um forte componente político na execução da política nacional de petróleo e gás natural.

[107] "A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos".(§ 3º, Art. 47, Lei 9.478/97)

royalty que exceder a 5% do valor da produção (parcela conhecida como *royalty* excedente) será distribuída, quando a lavra ocorrer em terra, da seguinte forma: 52,5% aos estados onde ocorrer a produção; 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia; 15,0% aos municípios onde ocorrer a produção; 7,5% aos municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP. Quando a lavra ocorrer na plataforma continental, os *royalties* excedentes seguem a presente distribuição: 25,0% ao Ministério da Ciência e Tecnologia[108]; 22,5% aos Estados confrontantes com campos petrolíferos; 22,5% aos Municípios confrontantes com campos petrolíferos; 15,0% ao Comando da Marinha; 7,5% ao Fundo Especial; 7,5% aos Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, definidas pela ANP.

Deve ser destacado ainda que, com a Lei do Petróleo, a ANP passa a ser a instituição responsável pelo cálculo dos preços de referência (ancorados em valores de mercado) e dos *royalties* devidos ao conjunto dos beneficiários[109].

Para uma sistematização final do rateio dos *royalties* entre os beneficiários, importa chamar atenção para o registro de que hoje existem duas lógicas, duas diferenciadas estruturas, para repartição dos *royalties*. Como visto, a Lei do Petróleo elevou a alíquota dos *royalties*, antes fixada em 5% do valor da produção, para uma alíquota que varia entre 5% e 10%. A alíquota mínima de 5% é distribuída de acordo com a Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91, e a alíquota excedente à 5% é distribuída de acordo com a Lei 9.478/97 e o decreto 2.705/98.

Ainda com respeito à existência de duas lógicas de rateio, vale lembrar que a categoria de municípios **com instalações** de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, definida

---

[108] "Do total de recursos destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste" (§ 1º, Art. 49, Lei 9.478/97)

[109] A distribuição dos *royalties* é feita pela Secretaria do Tesouro Nacional, que, no caso dos Estados e Municípios, credita estes valores em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A..

pelo Decreto 1/91, assumiu outra qualidade na Lei do Petróleo, passando a condição de municípios **afetados pelas instalações** de embarque e desembarque de petróleo e gás natural. Assim, para rateio da alíquota mínima de 5%, tem-se como beneficiário o conjunto dos municípios aonde estão fixadas estas instalações, já para rateio dos *royalties* excedentes, um conjunto muito maior de municípios é beneficiado, pois este inclui aqueles afetados pelas referidas instalações.

A coexistência destas duas estruturas de distribuição dos *royalties* faz com que o rateio final destes recursos entre as esferas governamentais varie em função da alíquota vigente nos campos petrolíferos, o que pode ser verificado através da análise das Tabelas III.1.A e III.1.B . Tomando como exemplo um campo petrolífero hipotético, cuja alíquota dos *royalties* seja igual a 10% (ou, de outra forma, cuja alíquota dos *royalties excedentes* seja igual a 5%), procurou-se demonstrar a estrutura final de rateio destes recursos entre as esferas governamentais.

Tabela III.1.A - Repartição dos *royalties* entre os beneficiários. (hipótese: alíquota = 10%) Produção Terrestre (*onshore*)

Beneficiários	**Distribuição da alíquota de 5% (Lei 7.990/89 e Decreto 01/91).**	**Distribuição da alíquota excedente a 5% (Lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98).**	**Rateio final dos *royalties* entre os beneficiários**
Estados produtores	70,0%	52,5%	61,3%
Municípios produtores	20,0%	15,0%	17,5%
Municípios **com** instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.	10,0%	-	5,0%
Municípios **afetados** por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	-	7,5%	3,7%
Ministério da Ciência e Tecnologia	-	25,0%	12,5%
Total	100,0%	100,0%	

Elaboração própria a partir de Barbosa (2001).

Tabela III.1.B - Repartição dos *royalties* entre os beneficiários (hipótese: alíquota = 10%). Produção na Plataforma Continental (*offshore*)

Beneficiários	**Distribuição da alíquota de 5% (Lei 7.990/89 e Decreto 01/91).**	**Distribuição da alíquota excedente a 5% (Lei 9.478/97 e Decreto 2.705/98).**	**Rateio final dos *royalties* entre os beneficiários**
Estados confrontantes	30,0%	22,5%	26,25%
Municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas	30,0%	22,5%	26,25%
Municípios **onde se localizam** instalações de embarque e desembarque de petróleo.	10%	-	5,00%
Municípios **afetados** por operações de embarque e desembarque de petróleo.	-	7,5%	3,75%
Ministério (Comando) da Marinha	20%	15%	17,50%
Ministério da Ciência e Tecnologia	-	25,0%	12,50%
Fundo Especial	10%	7,5%	8,75%
Total	100,0%	100,0%	100,0%

Elaboração própria a partir de Barbosa (2001).

III.1.2 Normas Referentes à Aplicação dos Royalties[110]

Até a promulgação da Lei 7.453/85, que garantiu a descentralização dos *royalties* em benefício dos GSNs, a legislação previa que Estados e Municípios deveriam aplicar as indenizações, preferentemente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias. A partir desta referida norma, embora mantendo-se o termo preferentemente, o escopo de aplicação dos *royalties* se alarga, incluindo gastos com abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio-ambiente e saneamento básico.

Observa-se que o termo preferentemente não amarra objetivamente os recursos das indenizações a qualquer função específica de governo. Adicionalmente não se fazia referência alguma sobre a necessidade destes gastos serem em investimentos, podendo-se imaginar, por exemplo, a cobertura de custeio de uma secretaria de obras, ou o próprio

[110] Nesta seção utiliza-se somente o termo *royalty*, uma vez que suas denominações antigas (indenizações e compensações financeiras) foram já datadas na seção anterior.

pagamento de salários neste departamento, como alocação legítima e legal para os *royalties*.

Importante novidade foi trazida pela Lei 7.525/86, que previu a substituição do termo preferentemente pelo termo exclusivamente, no que diz respeito à destinação dos recursos provenientes dos *royalties*[111], embora o dispositivo não tenha cuidado das sanções incidentes sobre os desrespeitosos governantes.

Com o Decreto Nº 1/91, para além da manutenção daquelas referidas destinações exclusivas, veio a vedação explícita, válida até hoje: "É vedado, aos beneficiários das compensações financeiras de que trata este decreto, a aplicação das mesmas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal." (Parágrafo Único, Art. 26, Decreto 1/91) Contudo, como será visto mais adiante, na seção III.4, norma federal posterior acabou por autorizar exceções a esta vedação, possibilitando, caso a caso, que a algumas UFs utilizassem suas receitas futuras em *royalties* como garantia para repactuação de suas dívidas junto a União.

Quanto a competência sobre a fiscalização, vale ressaltar que está fora explicitamente garantida ao Tribunal de Contas da União, pelo Art. 25 do próprio Decreto 1/91. Contudo, a partir de um mandado de segurança impetrado pelo Tribunal de Contas do Rio de Janeiro, o STF declarou a inconstitucionalidade do referido dispositivo:

> "Considerou-se ser da competência do Tribunal de Contas estadual, e não do TCU, a fiscalização da aplicação dos citados recursos, tendo em conta que o artigo 20, §1º da CF, qualificou os royalties como receita própria dos estados, Distrito Federal e municípios, devida pela União àqueles a título de compensação financeira" [MS 24.312-RJ, relatora Ministra Ellen Gracie, 19.2.200, retirado de Gutman e Leite(2003)]

---

[111] "Ressalvados os recursos destinados ao Ministério da Marinha, os demais recursos previstos neste artigo serão aplicados pelos Estados, Territórios e Municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico". (Art. 7º, Lei 7.453)

III.2 O PROCESSOS DE DESCENTRALIZAÇÃO E AMPLIAÇÃO DOS *ROYALTIES*: UMA RECUPERAÇÃO DOS DEBATES E PROPOSIÇÕES NAS CASAS LEGISLATIVAS NACIONAIS

O capítulo II trouxe os grandes traços das estruturas legais de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* vigentes nos três maiores países produtores de petróleo. Não foi possível, contudo, diante das limitações deste estudo, recuperar os acordos políticos pactuados na forma final da legislação pertinente naqueles países. Escapou, portanto, sobre aquelas experiências internacionais, uma história, ainda que restrita à trajetória da norma legal, capaz de indicar a presença de interesses nacionais, regionais e/ou setoriais demarcadores do formato atual de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*.

Esta limitação, portanto, resulta num oferecimento muito parcial sobre o regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* naqueles países. Mas o estudo da norma vigente nos referidos países tinha tão somente o interesse de averiguar o seu grau de filiação com os diferentes propósitos, fiscais e extra-fiscais, de utilização dos *royalties*. Servindo ainda aquela análise internacional para a propositura de sugestões de aprimoramento da norma brasileira, oferecida no capítulo IV, sob a perspectiva eleita de utilização dos *royalties* como um instrumento de promoção da justiça intergeracional.

Para o caso brasileiro, contudo, será enfrentado o desafio de avançar a simples apresentação do regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*, realizada na seção III.1. Na presente seção serão recuperados os debates ocorridos e as emendas propostas nas duas casas legislativas nacionais[112] para a consolidação da estrutura vigente da legislação pertinente, em dois momentos decisivos. O primeiro momento trata da aprovação da lei (7.453/85) que estendeu a cobrança de *royalties* sobre a produção de petróleo e gás realizada na plataforma continental e de sua lei regulamentadora (7.525/86). Este é o

---

[112] Fase do estudo que toma como fonte principal os anais e diários da Câmara Federal, do Senado e do Congresso Nacional.

momento da descentralização dos *royalties*. O segundo (de ampliação dos *royalties*) cobre o processo de aprovação da Lei do Petróleo (9.478/97), que incrementa as participações governamentais, definindo uma repartição diferente para a parte excedente dos *royalties* (> 5%).

Antes do que um estudo de ciência política, exaustivo na percepção das representações sociais concretizadas nas falas e proposições dos legisladores, o intento desta etapa é sistematizar o caminho para tais estudos. Não será, contudo, uma sistematização desanimada pela ausência de sugestões. Aliás, a hipótese norteadora desta etapa é a de que a construção do regime vigente de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* foi atravessado por interesses regionais bem definidos, bem como marcada pela tensão estruturadora do pacto federativo nacional, no tocante à redistribuição das receitas públicas.

Esperava-se encontrar, e denunciar, usos e abusos propostos para cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*, alimentados por interesses completamente alheios ao conceito de renda mineral, o qual, fosse respeitado, tenderia a absorver uma perspectiva política de fazer do *royalty* um instrumento de promoção da justiça intergeracional. A denúncia, confirmando-se a suspeita, faz sentido: os *royalties* foram fartamente apresentados como redenção para sanar problemas de desequilíbrios regionais, bem como ferramenta oportuna para imprimir justeza ao pacto federativo, entre outras propostas desviantes da sua utilização para uma política compensatória às gerações futuras.

Encerra-se esta introdução lembrando que a tímida reforma tributária operada em 2003 no Brasil acabou por repartir a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) com estados e municípios; até então receita exclusiva da esfera federal. Tratava-se, pois, da repartição de uma contribuição que fora criada como instrumento de regulação dos preços dos combustíveis e não, fundamentalmente, para gerar receita fiscal. Consumada a dita repartição, quando pesquisadores, mais tarde, procurarem descobrir qual a lógica para a divisão da CIDE entre as esferas subnacionais, somente obterão uma resposta razoável se recuperarem a barganha política da referida reforma tributária, nunca se ficarem limitados aos documentos que apresentavam a idéia original que deu ensejo à criação daquela

contribuição. Trata-se de um episódio emblemático de substituição de um instrumento extra-fiscal, regulatório, da União, por um instrumento fiscal e de repactuação da divisão das receitas entre os entes federados.

Da mesma forma, somente é possível compreender o pagamento de *royalties* petrolíferos aos municípios, se forem recuperados alguns episódios da barganha política entre as esferas governamentais pela divisão destes recursos. Eis a motivação desta seção.

III.2.1 Uma aproximação do debate pré-descentralização dos royalties[113]

Nesta sub-seção procura-se fazer um resgate das justificavas que serviram de base, na câmara alta, para a defesa, principalmente, da repartição das receitas dos *royalties* provenientes da produção na plataforma continental com as esferas de governo subnacionais (GSNs). Busca-se, nessa rápida recuperação de argumentos, especialmente significativos em favor da descentralização, ressaltar a ausência de uma discussão concomitante sobre o uso desses recursos em prol da promoção de políticas de justiça intergeracional.

Cabe observar, antes, que, rigorosamente, a busca de evidências quanto à referida ausência de discussão poderia ser realizada em qualquer momento histórico. Contudo, a presente investigação pretendeu valorizar a pesquisa histórica no período anterior à lei (Lei 7.453/85) que beneficiou os estados e municípios com receitas de *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*. Tal valorização se deve à compreensão de que é neste período histórico que existe um espaço de excelência para o debate acerca dos beneficiários de *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*.

---

[113] Esta sub-seção tem como referência básica os anais e diários do Congresso, do Senado e da Câmara, guiando-se pela proposição de Leal e Serra (2003).

Na seção III.1 verificou-se que foi somente na década de sessenta que a extração de petróleo começa a se realizar na plataforma continental, sobretudo na parte em que esta confronta com os limites territoriais do Estado de Sergipe. Mas o traço centralista do governo militar tratou de reservar exclusividade à União quanto ao recebimento das receitas de *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*.

Embora a conquista dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore* somente tenha sido consagrada em finais de 1985 (Lei 7.453/85), fato é que, pelo menos a partir de 1971, já estava em curso no Senado Federal um "movimento" pela descentralização destes recursos[114]. É emblemático, da linha de argumentos utilizada, a intervenção do Senador José Sarney (MA), realizada em 1971, em defesa do Projeto de Lei 05/71, que pretendia beneficiar com *royalties* os estados produtores de petróleo. Em sua defesa do referido projeto, o senador sustentava:

> "Não sou contra o Fundo, não sou contra atacar os problemas que estão localizados na distribuição a que se destina êsse fundo, pesquisa mineral e alfabetização. Mas, acredito aí, ao contrário, é que São Paulo, o Estado do Rio de Janeiro, a Guanabara e todo Brasil ofereçam seus recursos para atender aos problemas de educação e de pesquisa mineral e deixem que os recursos decorrentes do petróleo sejam aplicados naquelas áreas em que devem ser

---

[114] Esta movimentação pela descentralização dos *royalties* também é iniciada na Câmara na década de setenta. Seguindo o Deputado Constituinte Sr. Virgildásio de Senna (PMDB-BA): na Câmara "...o primeiro projeto, de nº 149, de 1975, (...), e de autoria dos Deputados Geraldo Bulhões, Antônio Florêncio, Passos Pôrto e Walter Silva, e aprovado pelo Senado Federal, foi vetado pelo executivo em 3 de julho de 1984. Nesse interregno, o nobre Deputado Jackson Barreto ofereceu à apreciação desta Casa o Projeto de Lei nº 689, de 26 de abril de 1979, que mereceu pareceres favoráveis das doutas Comissões de Constituição e Justiça, Minas e Energia e, com Emenda Aditiva, da Comissão de Economia, Indústria e Comércio. Quando na seção de 27 de abril de 1983, o referido projeto foi submetido à discussão, duas emendas lhe foram oferecidas, de autoria dos Deputados Nadyr Rosset e Jorge Arbage. Também no ano de 1983, o Deputado Jorge Leite apresentou o Projeto nº 648/83. Devem ser citados ainda os Projetos de nº 807, de 1979, do Deputado Evandro Ayres de Moura; 3.302, de 1984, do Deputado Nyder Barbosa; e 4.992, de 1985, do Deputado Bocayuva Cunha." (Diário do Congresso Nacional, 05/12/85, p. 15.482).

> aplicados, onde estão as jazidas." (Anais do Congresso Nacional, 1971, vol. 5, pág. 78).

Interpretava o senador, portanto, como uma aberração, a negação de um benefício aos estados confrontantes com as jazidas petrolíferas da plataforma continental. Os fundos voltados para a educação e a pesquisa mineral, sobre os quais faz referência, são aqueles alimentados pelos recursos dos *royalties*, destinados ao Ministério da Educação e Cultura (MEC) e ao Departamento Nacional de Pesquisa Mineral (DNPM), conforme a Lei 523/69 (ver seção III.1).

De forma mais enfática, apelando para o respeito a uma determinação de ordem natural, defendia o mesmo senador:

> "(...) espero que examinem, em têrmos de justiça, em têrmos globais dos problemas nacionais a possibilidade de manter, na área do Nordeste, tais recursos já canalizados pela natureza, dentro da área do Nordeste." (IBID, pág. 78/79)

Completava o senador sua linha de argumentação, referindo-se aos ônus que recaiam sobre as regiões limítrofes provocados pela atividade de extração:

> "O que não é possível, nem justificável, é que Estados que servem de suporte, de apoio, que têm suas estruturas modificadas pela presença de uma nova tecnologia que lá aporta e, por isso mesmo, modifica os níveis de vida, obrigando que as infra-estruturas estaduais sejam reforçadas, com ônus, altos para os seus parcos cofres, nada recebam a não ser o orgulho de dizer: 'temos petróleo'. Não é lícito, portanto, que esses Estados, sem nada, ainda arquem com os ônus de suportar essas despesas, sem nenhuma retribuição àquilo que a natureza colocou no confronto de seus territórios." (IBID, pág. 79).

Em 1975, o Senador Augusto Franco, na mesma linha de defesa (desta vez do projeto de Lei do Senador Vasconcelos Torres, que também defendia a extensão dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore* aos estados), argumenta que sem o benefício ao Estado do Sergipe, na época o estado limítrofe da maior área produtora de petróleo na plataforma continental, este acabava por financiar a educação brasileira:

> "Os recursos para a mineração, educação e cultura são prioritários, talvez intocáveis em determinadas condições e contexto. Porém, reexaminada a pureza da intencionalidade, o que se constata, na prática é, pelo menos que o Estado do Sergipe, o maior produtor de petróleo na plataforma continental, esteja financiando e subsidiando a mineração e a educação brasileira." (Anais do Senado, 1975, vol. 1, pág 665).

A defesa do Senador Augusto Franco tem um claro pressuposto: os *royalties* são devidos aos Estados. Caso contrário não caberia tratar a questão como um processo indevido de transferência patrimonial do Estado do Sergipe em benefício da União.

Em 1984 o Senador Nelson Carneiro manifesta sua contrariedade ao veto presidencial ao projeto de lei que estende a cobrança de *royalties* (sobre a produção *offshore*) aos estados e, agora, também aos municípios. O projeto a que se referia, após cinco anos de tramitação, fora aprovado no Congresso com apoio maciço e suprapartidário, sem sofrer, inclusive, ressalvas de inconstitucionalidade nas Comissões Técnicas (O Globo, editorial *Um Veto Insustentável*, 04/08/84). A explicação para o veto só poderia ser política: "surpreendentemente, o Sr. Presidente, mal assessorado pelo Gal. Oziel de Almeida, não sei porque inimigo desses Estados e Municípios, acabou por vetar a proposição" (Diário do Congresso Nacional, Seção II, vol. 09, pág. 2534). Uma decisão política, na visão do Senador, porque não havia razão para continuar punindo estados e municípios (confrontantes com campos petrolíferos) com uma situação "esdrúxula", onde a produção em terra beneficia estes entes, e, "um metro depois", na plataforma continental, estes já não têm o mesmo direito.

Verifica-se, pelo que foi exposto acima, que a linha de argumentação dos senadores estava baseada nos pontos que são analisados a seguir.

O primeiro ponto é louvar a vinculação dos recursos de *royalties* à aplicação em pesquisa mineral e alfabetização. É evidente que a concordância, em princípio, dos senadores com a vinculação pode ser interpretada como um recurso de retórica. Note-se, entretanto, que esse

tipo de vinculação é absolutamente pertinente à luz do critério que foi visto anteriormente, no capítulo I: os *royalties* constituem o fluxo de pagamentos referente à venda de patrimônio público e, portanto, tais recursos devem ser aplicados na aquisição ou ampliação de outras formas de patrimônio público. No caso da pesquisa mineral, trata-se de incentivar a descoberta de novas jazidas, ou seja, patrimônio público novo. No caso da aplicação em alfabetização, a correlação não é tão direta, porém, usando-se uma razão valorizada atualmente, pode-se considerá-la uma inversão em capital humano que, devido a enorme externalidade positiva que provoca, encontra-se no rol dos chamados bens quase-públicos.

O segundo ponto é argumentar que, entretanto, o petróleo é um recurso dado pela natureza aos estados federados. Assim sendo, um estado pobre como o Estado de Sergipe estaria financiando a pesquisa mineral e a alfabetização em todo o país, inclusive em estados ricos como o Estado de São Paulo e do Rio de Janeiro. Trata-se aí de promover uma subversão da regra constitucional que diz que "as jazidas são propriedade distinta da do solo e pertencem à União", apelando para o senso comum que considera que o estado no qual ou próximo ao qual estão localizadas as jazidas foram agraciados pela natureza: "temos petróleo". Esse argumento, evidentemente, carece de fundamento diante da regra constitucional vigente. Os senadores tinham, no entanto, outra justificativa, e essa era bem contundente: no caso da extração em terra, os *royalties* iam para estados e municípios. Por que "um metro depois" essa norma deveria ser alterada?

O terceiro ponto, que é o mais utilizado pelos defensores da repartição, ressalta que os estados são onerados pelas despesas resultantes da atividade de extração, pois esta obriga a "que as infra-estruturas estaduais sejam reforçadas". Esse argumento foi também discutido no capítulo I, seção I.4. Ele não é consistente, conforme visto, na medida em que as despesas extras para "reforçar" as infra-estruturas estaduais e municipais devem ser pagas com o aumento da arrecadação, através dos instrumentos impositivos clássicos, decorrente do crescimento da base tributária ocasionado pelas atividades de extração de petróleo e gás natural.

Certamente que os discursos dos referidos senadores, podem ser interpretados simplesmente como uma defesa de mais recursos para estados e municípios produtores de petróleo. Contudo, o que se pretende destacar aqui é que nenhum dos argumentos apresentados aborda o ponto central levantado na seção I.5 : as infra-estruturas "reforçadas" se tornarão ociosas e deterioradas após o esgotamento das jazidas se não houver um processo de diversificação produtiva nas regiões petrolíferas.

Estas proposições recolhidas no Senado animaram as discussões de projetos de lei que tiveram como desfecho os vetos do presidente João Figueiredo, em 1983 e 1984, a projetos de lei da Câmara e do Senado, os quais previam a descentralização dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*. Uma leitura possível para esses vetos seria, não exatamente a recusa do governo central em ceder fatia de seu quinhão do bolo fiscal, mas sim, a de cedê-la em benefício de um governo fortemente de oposição, uma vez que Leonel Brizola governava então o Estado do Rio de Janeiro, potencialmente, o estado que mais seria beneficiado com a descentralização dos *royalties*[115].

Em seguida são trazidos os debates e preposições que ensejaram a aprovação do par de leis que inauguram a descentralização dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*.

III.2.2 A Descentralização dos *Royalties Offshore*: o processo de aprovação das leis 7.453/85 e 7.525/86[116]

Aprovada na última seção legislativa de 1985 (em 27 de Dezembro), a Lei 7.453 que descentralizava os *royalties offshore* não pôde ser aplicada antes de sua regulamentação,

---

[115] Entrevista com Prof.º Mauro Pereira de Melo, ex-diretor do Departamento de Cartografia do IBGE em 1986, realizada em 12/12/01, no Departamento de Cartografia da UERJ, onde atualmente é professor.

[116] Doravante *royalties offshore* designa os *royalties* incidentes sobre a produção realizada na plataforma continental. É importante marcar que não se poderia usar somente o termo descentralização dos *royalties*, pois os *royalties* incidentes sobre a produção em terra já nasceram descentralizados, desde a criação da Petrobras em 1953.

também por lei (7.525/86), concretizada somente em julho do ano seguinte. Cabe observar, portanto, que esta conquista pelos estados e municípios (dos *royalties offshore)* realizou-se em uma conjuntura política bem marcada, pré-Constituição de 1988, quando *redemocratização política* e *descentralização fiscal* constituíam, talvez, as principais palavras de ordem do cenário político nacional. A hipótese aqui sugerida é a de que a regulamentação da distribuição dos *royalties* "pegou carona" na vaga descentralizadora do momento político de então.

O processo de aprovação da Lei 7.453/85

A Lei 7.453/85 tem como origem o Projeto de Lei do Senado nº4/85, dos Senadores Nelson Carneiro (PMDB - RJ) e Passos Pôrto (PDS - SE), cuja proposta era aditar a Lei 2004/53, modificada pela Lei 3.257/57, prevendo o mesmo rateio dos *royalties*[117], de 4% aos Estados e 1% aos Municípios, já incidente sobre a produção em terra, para os *royalties offshore*. O Quadro III.2.2.1 sintetiza as modificações propostas, acatadas ou não, do projeto original até a forma final de sua aprovação.

[117] Como visto na seção III.1 o que hoje é tratado pela legislação como *royalties* já recebeu ao longo da história as denominações de indenizações e compensações financeiras. Nesta seção, contudo, faz-se a opção de tratá-las todas como *royalties*, independente do período histórico considerado.

Quadro III.2.2.1 - Trajetória do Processo de Aprovação da Lei 7.453/85 (continua)

Evento/Título/ (Data)	Proponente	Proposta	Comentários/Fonte
Projeto de Lei do Senado nº 4/85 (02/03/85)	Senadores Nelson Carneiro (PMDB-RJ), Passos Pôrto (PDS - SE)	Distribuição dos *Royalties Offshore* em: ▪ 4% aos estados confrontantes; ▪ 1% aos municípios Ampliação do escopo de aplicação dos recursos, mentendo-se o termo preferencialmente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, proteção ao meio ambiente e saneamento básico.	O Projeto de Lei, originalmente, não previa a indenização das respectivas áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes, a participação da Marinha como beneficiária e, tampouco, a constituição de um Fundo Especial, para indenização do conjunto dos entes subnacionais. / Diário do Congresso Nacional (Seção II), 02/03/85, pag. 50
Emendas oferecidas na votação em segundo turno no Senado. (08/08/85)	Senador Jorge Kalume (PDS - AC)	Emenda nº 1: inclusão da Marinha de Guerra como beneficiária, com rateio final dos *royalties* assim proposto: ▪ 2% aos estados confrontantes; ▪ 1% aos municípios confrontantes; ▪ 2% para a Marinha Emenda nº 2: estabelece que o Ministério da Marinha deverá aplicar os recursos provenientes daquela indenização na "obtenção de meios para a fiscalização e proteção das atividades econômicas na plataforma continental."	A emenda nº 1 não foi aprovada, mas sim a subemenda nº1 da CCJ/ Diário do Congresso Nacional (Seção II), 18/09/85, pág. 3451
Subemenda da Comissão de Constituição e Justiça - Subemenda nº1 - CCJ (17/09/85)	Senador Hélio Gueiros (PMDB - PA) - Relator da CCJ	Diminui participação da Marinha, propondo novo rateio: ▪ 2% aos estados confrontantes; ▪ 2% aos municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas; ▪ 1% para a Marinha	Aprovada. Foi esta subemenda que propôs como beneficiárias as áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes / Diário do Congresso Nacional (Seção II), 18/09/85, pág. 3451
Senado encaminha PL à Câmara (17/09/85)			Diário do Congresso Nacional (Seção II), 18/09/85, pág. 3453
Projeto de Lei 6.446/85 - Câmara dos Deputados (25/09/85, data de publicação)			O PL do Senado nº4/85 chega à Câmara com o nº 6446/85 / Diário do Congresso Nacional (Seção I), 26/09/85, pag. 10.760

Quadro III.2.2.1 - Trajetória do Processo de Aprovação da Lei 7.453/85 (conclusão)

Emenda Substitutiva (04/12/85)	Deputado Matheus Schmidt (PDT-RS) - Relator da CCJ	Altera o rateio para: ▪ 1,5% aos estados confrontantes; ▪ 1,5% aos municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas; ▪ 1,0% para a Marinha; ▪ 1,0% a todos estados, territórios, Distrito Federal e municípios	Introduz a parcela de 1% para todos os entes subnacionais, retirando fatia dos estados e municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas. A distribuição desta parcela de 1%. Emenda aperfeiçoada pela emenda apresentada na linha abaixo / Diário do Congresso Nacional (Seção I), 05/12/85, pag. 15.481
Emenda Substitutiva (04/12/85)	Deputado Virgildásio de Senna (PMDB - BA) - Relator da Comissão de Economia, Indústria e Comércio	Propõe rateio idêntico à linha superior, incluindo a nomenclatura Fundo Especial para rateio da parcela de 1% a todos entes subnacionais. Inclui entre as despesas preferenciais com os recursos dos *royalties*, as despesas com irrigação.	Emenda aprovada / Diário do Congresso Nacional (Seção I), 05/12/85, pag. 15.482
Câmara encaminha aprovação ao Senado			Diário do Congresso Nacional (Seção I), 05/12/85, pag. 15.487

Fonte: Diário do Congresso Nacional (1985 e 1986).

Verifica-se pelo quadro acima que no processo de discussão e emendas ao projeto original aparecem como novos beneficiários a Marinha e o conjunto dos entes subnacionais, estes últimos, recebendo como instrumento final para repartição das rendas petrolíferas a constituição de um Fundo Especial. Não serão trazidos aqui todos os lances da disputa pelo *quantum* a ser apropriado por estes promitentes beneficiários (o leitor interessado tem a referência da fonte para fazê-lo), no entanto vale recuperar a justificativa para a proposição destes novos recebedores dos *royalties*.

A defesa da Marinha como ente beneficiário é construída sobre o argumento compensatório: se sobre esta Arma recai custos de fiscalização e proteção das atividades econômicas realizadas na plataforma continental, nada mais justo, na visão do proponente, que esta seja também agraciada pelas rendas petrolíferas. O Senador Severo Gomes (PMDB - SP), reconhecendo a justeza da emenda do Senador Jorge Kalume (PDS - AC), que propõe a Marinha como nova beneficiária, comenta:

> "É sabido que as instalações destinadas à exploração do petróleo, por estarem em áreas distantes do litoral, são por isso mesmo vulneráveis em termos de segurança. Assim como a exploração do petróleo acarreta ônus e prejuízos aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes, também à Marinha de Guerra recai parte desse ônus no seu trabalho de patrulhamento, proteção e pesquisa para delimitação da plataforma continental, sendo portanto, justificado o aporte de maiores recursos para o desempenho de sua tarefa." (Diário do Congresso Nacional - Seção II, 18/09/85, p. 3.451)

Iguala-se nesta fala a Marinha aos entes subnacionais, ambos merecedores de aporte adicional de recursos para fazer frente às despesas ocasionadas pela atividade petrolífera. Argumento este que contribui para consagrar o uso, pelos legisladores, da compreensão do *royalty* como um recurso compensatório (como se a Marinha não tivesse instrumentos de coleta de recursos - taxas e licenças - proporcionais ao tráfego marítimo) a danos e despesas presentes, em detrimento da sua função compensatória no tempo.

Frente aos interesses regionais, dos representantes dos Estados confrontantes, a inclusão da Marinha, como beneficiária, frustrava expectativas de receita. Reconhecia-se, ademais, o caráter politicamente estratégico de incluir a Marinha como forma de garantir a União alguma parcela no novo rateio dos *royalties* que estava sendo pactuado. Esta é a sugestão do Deputado JG de Araújo Jorge (PMDB - RJ):

> "É claro que poderíamos fazer algumas objeções ao projeto. Não entendemos o por que desse 1% para a Marinha - talvez para conseguir que o projeto tenha uma tramitação mais fácil. Na realidade, a percentagem que deveria ser paga pela União a título de indenização, aos Estados em cuja plataforma oceânica se encontra petróleo, deveria ser realmente de 4%, e de 1% aos municípios." (Diário do Congresso Nacional, Seção I, 05/12/85, p. 15.484).

Mais contundente, entretanto, é perceber, nesta contenda sobre a inclusão da Marinha como beneficiária, como os *royalties* foram tomados como instrumento de repactuação da distribuição das receitas públicas. Quando a matéria ainda estava na discussão em segundo turno no Senado, opositores à entrada da Marinha na lista de beneficiários sustentavam que

tal proposta era somente protelatória, pois desvirtuava completamente o projeto original, que era o de equacionar uma justa indenização aos Estados e Municípios. A introdução da Marinha como beneficiária, nestes termos, poderia ser lida como expressão de um centralismo fiscal que se queria minimizar. Contra a proposta de benefício à Marinha, e em defesa do projeto original, pronunciou-se o Senador Lomanto Júnior (PDS - BA):

> "(...) tenhamos a coragem de dizer que a Federação brasileira é uma mentira, que a Federação brasileira é uma ficção, é letra morta na Constituição. Se prosseguirmos neste erro centralista, conduziremos a Nação, como vimos até agora, ao caos.
> Devemos reabilitar os municípios e fortalecer a Federação. E esse projeto do nobre Senador Nelson Carneiro é uma pequena, é bem verdade, mais expressiva contribuição à melhoria das condições dos Estados membros e dos municípios brasileiros." (Diário do Congresso Nacional, Seção II, 09/08/85, p. 2.568)

O Senador Jutahy Magalhães (PDS-BA), relator do parecer da Comissão de Finanças do PL do Senado nº 4/85, sem entrar no mérito sobre a inclusão da Marinha, ilumina o fato das indenizações aos Estados e Municípios cumprirem uma lacuna deixada pelo Imposto Único sobre Lubrificantes, o qual, segundo seu parecer, havia subremunerado as entidades subnacionais. Afirmava o Senador que a indenização deveria ser da União, "pois é a riqueza do petróleo da nação", porém em virtude da centralização do Imposto Único Sobre Combustíveis, aparece a oportunidade de corrigir esta falha de centralismo fiscal. O rateio do *royalty* aparece aqui, nitidamente, como forma de corrigir iniqüidades de nosso pacto federativo. (Diário do Congresso Nacional, Seção II, 18/09/85, p. 3.452)

Quanto a propositura do Fundo Especial, que distribuiria os *royalties* para o conjunto dos entes subnacionais, e não somente aos estados e municípios confrontantes, deve-se resgatar que não constava do projeto de lei inicial, mas sim apresentada no processo de sua discussão.

Por um lado os defensores do Fundo Especial levaram o argumento da descentralização fiscal às últimas conseqüências: se a serventia dos *royalties* era descentralizar recursos, que o fizesse sem restrições, beneficiando a totalidade dos entes subnacionais. Contudo, fez-se

também presente nas discussões, argumentos contrários ao pagamento dos *royalties* exclusivamente aos entes confrontantes, os quais valeram-se de duas diferentes teses, não excludentes: a primeira de caráter legal, sustentada na titularidade da União sobre as jazidas minerais[118]; a segunda, arvorada sobre a tese do duplo benefício, uma vez que estados e municípios confrontantes já eram agraciados com os investimentos e os tributos resultantes da própria atividade de E-P.

O posicionamento do Deputado Virgildásio de Senna (PMDB - BA), em seu parecer de relator da Comissão de Economia, Indústria e Comércio, apresentado na discussão única do PL 6.446/85 na Câmara dos Deputados, revela nitidamente a primeira contrariedade, de cunho legal, chegando mesmo a questionar a própria conceituação de *royalties* como referência às rendas pagas aos entes subnacionais. Interpretava, o deputado, este benefício como uma dádiva da União, somente possível em virtude dos bons resultados financeiros da Petrobras:

> "Não se trata propriamente, Sr. Presidente (da Câmara de Deputados), de royalties, porque a União, por lei, é detentora do direito exclusivo de exploração do subsolo. É, portanto, uma forma com que a União, abrindo mão de um direito seu, concede aos Estados, Territórios e Municípios uma forma suplementar de receita para atendimento às suas necessidades.
> Está solução só foi possível, (...), porque a PETROBRÁS, transformou-se, do ponto de vista empresarial em um grande êxito, a permitir que seus recursos, oriundos da exploração petrolífera, sejam espargidos por toda a sociedade brasileira em ordem a enriquecer a receita dos Estados, dos Territórios e dos Municípios. Só assim, e só deste modo, pode o Governo Federal, o Governo da União abrir mão de parcela de recursos que por lei lhe são conferidos, para destiná-los a Estados, Territórios e Municípios." (Diário do Congresso Nacional, Seção I, 05/12/85, p. 15.481)

---

[118] O veto de 1984 do Presidente João Figueiredo a um projeto similar de descentralização dos *royalties* (PL 149/75) esteve sustentado na determinação constitucional sobre a titularidade da União sobre a Plataforma Continental Brasileira. (Diário do Congresso Nacional, Seção I, 05/12/85, p. 15.484)

Como levantado anteriormente, é arriscado desassociar os interesses das bancadas regionais de seus argumentos em defesa ou contra do Fundo Especial. A fala do Senador Milton Cabral (PFL-PB) soma ao segundo argumento em defesa do Fundo Especial, baseado na tese do duplo benefício, uma explícita tomada de posição regional:

> "O Brasil, hoje, está com reservas em terno de 2 bilhões e 600 milhões de barris de petróleo; praticamente 70% estão situadas no Estado do Rio, em Campos. E cada dia vão surgindo mais reservas naquela área. (...) Então, nós vamos amarrar toda a participação, que é um direito de todos os Estados, a uma meia dúzia de Estados ?
>
> (...)Por outro lado os problemas regionais não estão concentrados no Rio de Janeiro nem no Espírito Santo. Aliás, há um argumento aqui, na justificativa, que não procede. É o de que os Estados confrontantes arcam com mais compromissos, mais despesas. Ao contrário, eles são beneficiados pelos investimentos que a PETROBRÁS faz em seus territórios. (...) Se é essa a distribuição das riquezas nacionais que o Senado pretende promover, então esse projeto é realmente curioso, porque, ao contrário disso, vai exatamente concentrar nas mãos de alguns poucos e penalizar o restante do País." (Diário do Congresso Nacional, Seção II, 19/09/85, p. 3.506)

A fala acima termina apontando para mais uma diferente função dos *royalties*, requerida pelos legisladores: a de promover políticas regionais compensatórias. Trata-se de mais uma leitura distante da discussão realizada no primeiro capítulo. Se o *royalty* é tomado desta forma, esvazia-se por completo quaisquer das suas funções que estariam associadas ao conceito de renda mineral. E, no limite, ainda que fosse legítimo tal argumento, não se percebe qualquer preocupação dos legisladores em determinar um mecanismo dinâmico para sua redistribuição, na medida em que áreas enriquecidas pelos investimentos e rendas petrolíferas iriam, paulatinamente, deixando de ser merecedoras destes últimos benefícios. Nesta direção, destacam-se alguns trechos emblemáticos:

> "O que se discute aqui, hoje, é: se a área de Campos dá 80% do petróleo do Brasil, por isso vamos puní-la? Quem, até hoje, se insurgiu contra o fato do Estado do Espírito Santo ter um benefício próprio (SUDENE), que vai determinando o esvaziamento do Norte Fluminense?" (Senador Nelson

> Carneiro/PMDB-RJ, Diário do Congresso Nacional, Seção II, 18/09/85, p. 3.452)[119]

> "Quero dizer à Câmara Federal que para o Norte Fluminense, uma das regiões mais pobres do País, o projeto dos royalties representa a redenção." (Deputado Celso Peçanha/PFL-RJ, Diário do Congresso Nacional, Seção I, 05/12/85, p. 15.483)

> "São Paulo se solidariza com as várias bancadas e está lutando para que essa redistribuição de rendas aos Municípios e aos Estados seja feita através da arrecadação da renda de recursos minerais deste imenso e rico país, o Brasil." (Deputado Horácio Ortiz/PMDB - SP, Diário do Congresso Nacional, Seção I, 05/12/85, p. 15.483)

A apropriação do *royalty* como instrumento para promoção de políticas regionais compensatórias filia-se ao conjunto de entraves ao processo de democratização do país, no sentido em que pode ser lida, de fato, como uma espécie de captura de uma receita pública por interesses privados, dos legisladores, no favorecimento de seus redutos eleitorais. Esta espécie de privatização das receitas dos *royalties* ficará mais clara na apresentação do processo da Lei 7.525/86, onde, sobretudo, a negociação das regras de rateio dos *royalties* entre os municípios beneficiários explicita a total ausência de nexo econômico na relação entre externalidade gerada e território impactado. O nexo possível de se detectar é político, capaz de transformar um município em beneficiário em virtude da atuação de um congressista que o representa.

O processo de aprovação da Lei 7.525/86

---

[119] O Senador Nelson Carneiro lembrava que as indenizações para o Estado do Rio de Janeiro atendem ao concerto de uma injustiça, que é o tratamento dado ao Estado vizinho do Espírito Santo, integrante da zona de incentivos fiscais garantidos pela SUDENE. A distribuição dos *royalties* mais uma vez cumpriria o papel de correção de iniqüidades de nosso desenvolvimento espacial desigual.

A Lei 7.525/86 tem como origem o Projeto de Lei (PL) 7.528/86, de autoria do poder executivo, que visava estabelecer normas complementares para execução do disposto na Lei 7.453/85. A sua exposição de motivos - redigida pelos Ministros de Estado da Fazenda, das Minas e Energia, do Interior e Chefe da Secretaria de Planejamento da Presidência da República - afirma que a Lei 7.453/85 omite duas ordens de critérios que impossibilitam sua aplicabilidade imediata, a saber:

- a) critérios de distribuição dos recursos alocados no Fundo Especial, entre todos os Estados, Territórios e Município;

- b) critérios para o equacionamento da inevitável concorrência de confrontação geográfica entre Estados e Municípios frente a uma mesma área de exploração da plataforma continental.

Como pode ser visto na seção III.1 são inúmeras as especificações necessárias para entendimento da forma de rateio dos *royalties* entre os entes subnacionais, entre estas: de Estados e Municípios confrontantes (com poços na plataforma continental), das respectivas áreas geoeconômicas (dos municípios confrontantes), das zonas beneficiárias (de produção principal, secundária e limítrofe), dos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Tratar, minuciosamente, dos debates que cercaram estas definições seria tarefa por demais enfadonha[120]. Preferiu-se, alternativamente, centrar atenção aos debates e propostas que acabaram por definir o conceito de município confrontante[121], uma vez que este representa a base para outras tantas definições, como a das áreas geoeconômicas, que por sua vez irá incorporar as definições das zonas beneficiárias (principal, secundária e limítrofe). O

---

[120] O leitor interessado poderá seguir as referências das páginas do Diário do Congresso Nacional trazidas no presente debate para encontrar a discussão e as propostas focadas nas demais definições necessárias para a aplicação do rateio dos *royalties*.

[121] A definição de Estado confrontante proposta pelo PL do executivo não foi objeto de debates e propostas modificativas.

conceito de município confrontante, com os poços de produção na plataforma continental, está, portanto, sendo tratado aqui como nuclear, requerendo para o acompanhamento das discussões e propostas em torno da matéria o auxílio didático da Figura III.1 (seção III.1).

Retornando-se à exposição de motivos, anexa ao PL 7.528/86, verifica-se que esta assume, originalmente, três diferentes métodos para a determinação de Estados e Municípios confrontantes com áreas de exploração da plataforma continental, os quais definiriam perfis distintos de confrontações, resultando em também distintas inclusões e exclusões dos entes subnacionais[122]:

- a) projeção dos limites segundo o paralelo correspondente a latitude do ponto de interseção com a linha da costa, ou segundo a longitude;

- b) traçado de um círculo de distância mínima a partir do poço produtor, cujo raio no ponto de tangência com a costa seria a projetante;

- c) projeção de limites segundo a linha geodésica ortogonal à costa, no ponto de interseção da mesma com os limites continentais.

A opção constante do projeto original do executivo foi a do traçado das linhas de projeções dos Estados,Territórios e Municípios na plataforma continental, segundo a linha geodésica ortogonal à costa até o ponto de sua interseção com os limites da plataforma continental[123]. Com auxílio da Figura III.1 (seção III.1), observa-se que estas projeções podem ter um comportamento convergente ou divergente em direção a plataforma continental. O município de Campos dos Goytacazes, em destaque na referida figura, possui, por exemplo,

---

[122] Diário do Congresso Nacional, Seção I, 01/05/86, p. 3.081.

[123] Caberia ao IBGE a realização deste traçado das projeções, bem como a delimitação dos municípios integrantes das áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes. A assunção pelo IBGE de importante atribuições no processo de cálculo do rateio das indenizações, se por uma lado, necessária para a qualidade e agilidade do processo, representa, por outro, a existência de brechas infra-legislativas para atuação de *lobbies* de beneficiários ou promitentes beneficiários em defesa de uma maior participação no rateio das indenizações.

projeções ortogonais que divergem, a partir da costa, em direção a plataforma continental, aglutinando, desta forma, um conjunto expressivo de áreas de produção no interior de suas projeções.

Ora, a utilização deste critério proposto originalmente, reservaria apenas a poucos municípios a condição de confrontantes, os quais, como já apresentado na seção III.1, seriam os maiores beneficiários dos *royalties*. Note que estas projeções ortogonais seguem uma orientação que valoriza a proximidade física das áreas de exploração com o continente. O par de retas representando as projeções dos limites ortogonais que partem de determinado município garante, geometricamente, que os poços localizados em seu interior tenham o mesmo município como o território continental mais próximo. Ou seja, qualquer poço petrolífero que esteja no interior das projeções ortogonais do município "x", esta mais perto deste do que de qualquer outro município.

Novamente pela Figura I, verifica-se que, fosse o critério exclusivo de projeção o das linhas ortogonais à costa, apenas os municípios de São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus e Macaé seriam categorizados como confrontantes. Como, na época, os territórios dos atuais municípios de Quissamã e Carapebus pertenciam a Macaé, a categoria de confrontante, no Estado do Rio, seria limitada a apenas três municípios.

Em função do interesse se incluir novos municípios nesta categoria de confrontantes, é proposta uma subemenda (aprovada) ao projeto original pelo Deputado José Carlos Fagundes (PFL-MG), relator do parecer da Comissão de Finanças da Câmara, a qual previa, adicionalmente às projeções ortogonais, a validade também das projeções desenhadas pelos paralelos (à linha do equador) enquanto método de definição dos municípios confrontantes[124]. Novamente, com o recurso da Figura III.1, observa-se que este método,

---

[124] Na justificativa do proponente desta subemenda da Comissão de Finanças é citada a influência dos argumentos apresentados pelo Deputado Leônidas Sampaio (PMDB-RJ). Este deputado, como será visto a seguir, defendia a inclusão de Cabo Frio como município confrontante e, por isso, sugeriu ao relator da Comissão de Finanças que, adicionalmente às projeções ortogonais fosse também considerado o critério das projeções paralelas. (Diário do Congresso Nacional, Seção I, 20/06/86, pag. 6.330)

das projeções paralelas, adicionava um expressivo conjunto de municípios na categoria de confrontantes. Por estas projeções paralelas seriam confrontantes os municípios que estivessem de frente para os poços produtores, independente da distância que os separava e dos impactos da atividade petrolífera sobre seus territórios.

Em resumo, o texto final da Lei 7.525 determinou dois diferentes métodos para definição dos municípios confrontantes. Seriam confrontantes os municípios que possuíam poços petrolíferos no interior de suas projeções na plataforma continental, fossem estas projeções ortogonais ou paralelas[125]. Foram tais definições que motivaram a assunção do termo *municípios sortudos* no título do presente estudo. Sortudos no sentido de estarem próximos aos poços, ou de frente para estes, sem a averiguação sobre a efetiva presença dos capitais petrolíferos nestes municípios ou quanto aos impactos territoriais causados pelo segmento de E-P na plataforma continental. Mas tal sorte requereria ainda outro componente: a existência de *lobbies* em defesa dos interesses destes municípios.

Já foi demonstrado anteriormente, na apresentação do processo de aprovação da Lei 7.453/85, que, antes de qualquer consideração sobre a necessidade de amarrar a estrutura de repartição dos *royalties* ao conceito de renda mineral, os debates e proposições que se encontraram nas casas legislativas valorizaram outras funções para este rateio: promover políticas regionais compensatórias, compensar os beneficiários pelos ônus causados pela atividade de P&D e avançar o processo de descentralização fiscal.

Se são louváveis estes propósitos, não o é, contudo, o instrumento (o rateio dos *royalties*) que os congressistas escolheram para operá-los[126]. Adicionalmente, se os congressistas desejavam aquelas referidas funções para os *royalties*, fato é que não a incrementaram.

---

[125] É portanto perfeitamente possível que dois diferentes municípios sejam confrontantes a um mesmo poço petrolífero. Neste caso, as projeções ortogonais definiriam o município mais próximo ao poço, as projeções paralelas os municípios que ficam de frente para estes poços.

[126] Não se trata aqui de agarrar-se a uma visão ingênua sobre o "bom uso" dos *royalties*, mas, antes, de valorizar a associação entre o rateio dos *royalties* e o conceito de renda mineral, desenvolvida no primeiro capítulo.

Pode-se argumentar que, se são os impactos sobre as infra-estruturas dos municípios confrontantes que retoricamente justificavam a distribuição dos *royalties*, faltou qualquer proposição sobre mecanismos de mensuração dos referidos impactos. Ou ainda, como já se fez referência, se o *royalty* é tomado como instrumento de políticas regionais compensatórias, carece de aperfeiçoamento esta escolha, uma vez que nenhum mecanismo de medição de desigualdades, seja dinâmico ou estático, fora proposto pelos congressistas.

Estas considerações iluminam a hipótese de que o critério de definição dos municípios beneficiários não tem outra razão que não uma política clientelista. O comprometimento dos legisladores com a aprovação do projeto traduzia seu interesse em beneficiar seus efetivos e potenciais redutos eleitorais. Este comprometimento, em alguns episódios, fora mesmo explicitado:

> "(...) ainda há dúvida se Cabo Frio, no Estado do Rio de Janeiro, vai participar como município produtor ou limítrofe. Este município é de especial interesse para muitos colegas do Estado do Rio, entre os quais cito os Deputados Leônidas Sampaio, Gustavo de Faria e Márcio Braga, todos do PMDB, que ali têm suas bases. O Deputado Leônidas Sampaio foi o mais votado em Cabo Frio e em todo o Estado. Há 30 anos tenho casa naquela comuna, município que adoro. O fato de surgir essa dúvida aparentemente foge às regras do jogo, sobretudo em conseqüência da pressa com que os projetos são votados nesta Casa." (Deputado Bocayuva Cunha/PDT-RJ, Diário do Congresso Nacional, Seção I, 20/06/86, p. 6.346)

Converge esta fala com o espírito da epígrafe do presente capítulo. Seja em Fiori (1994) ou em Leal (1978), encontra-se no processo de privatização do poder público pelas elites um forte entrave para a democratização da sociedade brasileira. Não seria a vinculação do rateio dos *royalties* aos interesses privados, presente no legislativo, também um episódio deste seqüestro do público pelo privado? No limite, esta barganha pelos *royalties* consegue transformar um recurso para a promoção de políticas de justiça intergeracional, de escala nacional, em um reforço de caixa para municípios "bem representados" nas casas legislativas.

Com a feitura desta subseção, pode ter sido possível mostrar a importância dos debates ocorridos na casas legislativas brasileiras para compreensão, principalmente, das normas de rateio dos *royalties offshore* entre as esferas de governo subnacionais (GSNs). Contudo, deve-se anotar que, entre 1986 e 1997, a descentralização destes recursos manteve-se como episódio politicamente pálido, cujo debate raramente ultrapassava os limites das regiões petrolíferas. Muito desta timidez devendo-se à própria diminuta ordem de grandeza das cifras envolvidas nestes repasses.

Com a Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) este panorama é radicalmente alterado. A multiplicação das rendas petrolíferas, patrocinada por este dispositivo legal, imprimiu uma visibilidade nacional à questão da distribuição dos *royalties*. Esta importância, entretanto, como será visto a seguir, não recebeu uma proporcional atenção no processo de aprovação da Lei do Petróleo.

III.2.3 A Ampliação dos *Royalties* no Contexto da Aprovação da Lei do Petróleo

A Lei do Petróleo chega à Câmara dos Deputados como Projeto de Lei 2.142/96, de autoria do poder executivo, cuja ementa anunciava: "dispõe sobre as atividades econômicas relativas ao monopólio do petróleo, institui a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências".

A discussão sobre o regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* não constava explicitamente da ementa; sendo, pois, tomada como 'outras providências'. Observou-se na seção III.1 que foram inúmeras e importantes as modificações trazidas pela Lei do Petróleo sobre o referido regime, contudo, o contexto político de aprovação destas modificações transformaram-nas em questões acessórias. Acredita-se, portanto, haver uma clara lacuna neste debate.

A discussão sobre o regime das novas participações governamentais (bônus de assinatura, pagamento pela ocupação de área, *royalties* e participações especiais) entre as três esferas

governamentais não foi objeto de vasto debate nas casas legislativas nacionais, durante a fase de discussão plenária da Lei do Petróleo[127]. Certamente, não devido à sua pouca relevância. O fato é que a repartição das participações governamentais era um adereço da questão maior que estava em debate: a quebra do monopólio estatal de exploração do petróleo e do gás natural. Isso porque a lei 9.478/97, que define o desenho institucional vigente para repartição das participações governamentais, é também aquela que trouxe a possibilidade de se outorgar à iniciativa privada, mediante concessão ou autorização, as atividades de pesquisa, exploração, beneficiamento, transporte e comercialização do petróleo e gás natural.

Portanto, devido à especificidade do contexto de aprovação dos critérios de repartição das participações governamentais parece haver uma desproporção entre a relevância da matéria e o alcance do debate, indicando haver uma lacuna de idéias na concernente contenda (Leal e Serra: 2002). Em resumo, embora a Lei do Petróleo tenha garantido maior magnitude às rendas petrolíferas, não foi possível encontrar, na recuperação do processo de aprovação desta lei, um debate nas casas legislativas nacionais tão acalorado como o que cercou a aprovação das Leis 7.453/85 e 7.525/86, visto na subseção anterior.

Entre as mudanças normativas trazidas pela Lei do Petróleo, que contribuíram para elevação das rendas minerais[128], são destacadas:[129]

---

[127] Foram pesquisadas centenas de páginas dos diários das casas legislativas, onde percebeu-se a diminuta importância da discussão sobre a repartição das rendas petrolíferas diante da questão maior que estava em debate. Ainda deve ser registrado que as poucas referências encontradas repetiram o teor dos debates já tratados no estudo do processo de aprovação das Leis 7.453/85 e 7.525/86, como, por exemplo, a barganha por maiores destinações ao Fundo Especial vs. Estados e Municípios confrontantes. Contudo, por limitações de tempo e recurso, a pesquisa não pode debruçar-se sobre outras duas fontes de debate importantes, que são: i) os relatórios da Comissão Especial criada para sistematizar a enorme quantidade de emendas apresentadas e propor uma redação final ao projeto; ii) as audiências públicas promovidas pela referida comissão.

[128] Para além destes fatores normativos, deve-se fazer referência ainda às sucessivas elevações da cotação do barril, bem como a desvalorização cambial ocorrida a partir de 1998.

[129] A seção III.1 sistematiza o conjunto de alterações trazidas pela Lei do Petróleo no concernente ao regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties*.

- a elevação da alíquota dos *royalties*, antes fixada em 5% do valor da produção, para uma alíquota que varia entre 5% e 10%[130];

- a modificação na determinação dos preços de referência do barril para a incidência do *royalty, os quais* com a Lei do Petróleo passaram a acompanhar os preços internacionais. Fato este que não era previsto anteriormente a esta lei, ficando os preços de referência do barril muito abaixo de sua cotação internacional[131];

- a criação das *participações especiais*, uma espécie de imposto sobre lucro extraordinário incidente sobre a atividade de produção em campos petrolíferos de alta rentabilidade[132];

- a redução do prazo entre o fato gerador (produção de petróleo e gás) e a data do pagamento das participações governamentais (*royalties* + *participações especiais*).

Como hipótese mais geral para explicar a elevação da participação das rendas públicas minerais encontra-se o argumento de que tal mecanismo serviu, pelo menos em parte, como *moeda de troca* no processo de aprovação da Lei do Petróleo. Efetivamente, a elevação destas rendas pode ser interpretada como forma de ressarcir o poder público pela perda do monopólio de exploração do petróleo, aprovada pela mesma lei. Em outros termos, esta elevação significava atenuar resistências no Congresso Nacional à aprovação da referida lei, através da introdução de expectativas de aumento de receitas para todas as esferas de governo. (Serra e Patrão: 2003)

---

[130] Em 2001 a alíquota média dos campos petrolíferos (ponderada pela dimensão dos campos) na plataforma continental era de 9,8% (Barbosa: 2001). A parcela que excede a 5% é conhecida como *royalties* excedentes.

[131] A esse respeito ver Barbosa (2001).

[132] Embora incidentes ainda sobre poucos campos petrolíferos, as *participações especiais* vêm crescendo exponencialmente, hoje (2004) representando para alguns municípios quantia superior ao repasse de *royalties*.

Esta postura de cobrar uma maior participação dos entes governamentais sobre a renda petrolífera, como contrapartida à quebra do monopólio, esteve presente, por exemplo, na justificativa do PL 1.678/96, do Deputado Luciano Zica (PT - SP), anterior à própria entrada de discussão da Lei do Petróleo, o qual propunha uma elevação da alíquota dos *royalties* de 5% para 12,5%:

> "Tendo sida aprovada a chamada flexibilização do monopólio estatal do petróleo no Brasil (através de emenda constitucional aprovada em 1995), com a abertura da possibilidade de participação de companhias estrangeiras em todas as atividades da indústria petrolífera nacional, pareceu-nos ser o momento adequado para a revisão do pagamento de royalties pela execução de tais atividades. Se é verdade que, até o presente momento, os royalties pagos pela Petrobras situam-se entre os menores do mundo, em termos percentuais, isso se deve ao fato de que a empresa estatal, (...), está também obrigada a investimentos de caráter social no país, (...) No momento em que se permite a atuação de outras companhias na execução das atividades do setor petrolífero brasileiro (...) parece-nos mais do que justo alterar também os valores dos royalties (...)" (Diário da Câmara dos Deputados, 18/04/96, p. 10.010)

Deve-se chamar atenção para o registro de que hoje existem duas lógicas, duas diferenciadas estruturas, para repartição dos *royalties*. Como visto, a Lei do Petróleo elevou a alíquota dos *royalties*, antes fixada em 5% do valor da produção, para uma alíquota que varia entre 5% e 10%. A alíquota mínima de 5% é distribuída de acordo com a Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91[133], e a alíquota excedente a 5% (*royalties* excedentes)[134] é distribuída de acordo com a Lei 9.478/97 e o decreto 2.705/98.

Enfim, a Lei do Petróleo não alterou a distribuição da alíquota mínima de 5% dos *royalties* à época vigente, mas sim, preferiu instituir um rateio diferente para os chamados *royalties*

---

[133] Rateio pouco diferente daquele previsto nas já estudadas Leis 7.453/85 e 7.525/86.

[134] A parcela que excede a 5% (que no jargão técnico recebe o nome de *royalties excedentes*) é definida pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, para cada campo petrolífero, em função da rentabilidade dos mesmos, e sujeita a revisões, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes.

excedentes (isto é, para a alíquota entre 5% e 10%), cujo resultado final pode ser visualizado através da Tabelas III.1.A e III.1.B (Seção III.1).

Cabe também aqui indagar porque a Lei do Petróleo não estabeleceu uma regra única de rateio dos *royalties*, preferindo ratificar a forma existente para a alíquota de 5% e criar novos critérios de repartição para os *royalties* excedentes. No mesmo sentido argumentam Serra e Patrão (2003) que o intuito fora o de barrar resistências à sua aprovação: deixando intacta a regra válida para a alíquota mínima de 5%, evitava-se assim uma eventual oposição daqueles entes que interpretariam suas perdas como uma violação em seus direitos adquiridos[135].

Quais foram as modificações mais relevantes na regra de rateio dos *royalties* excedentes trazidas pela Lei do Petróleo? Modificações estas que poderiam justificar a afirmação feita aqui anteriormente sobre a existência de duas lógicas de repartição, um apara os *royalties* mínimos (=5%), outra para os excedentes (entre 5% e 10%).

Da nova repartição aprovada pela Lei do Petróleo, deve-se destacar primeiramente o crescimento da fatia reservada para a esfera nacional de governo. A entrada do Ministério da Ciência e Tecnologia na categoria de beneficiário dos *royalties* possibilitou a montagem do Fundo CTPetro, gerido pela FINEP[136].

A apropriação do *royalty* como instrumento de promoção de políticas regionais compensatórias foi novamente utilizada pelo dispositivo que beneficiava o Ministério da Ciência e Tecnologia. O art.49, da Lei do Petróleo, em seu §1º, estipulava: "do total de

---

[135] Rigorosamente, a proposta original do executivo para a Lei do Petróleo, constante do PL 2.142/96, talvez, justamente, com esta intenção de não ameaçar direitos adquiridos dos beneficiários, previa a repartição dos *royalties* excedentes na forma idêntica como vinha se realizando até então. Foi no processo de aprovação da Lei do Petróleo que novas regras para rateio dos *royalties* excedentes foram apresentadas.

[136] Este fundo reforçaria a pesquisa e o desenvolvimento do próprio setor petróleo, sendo ainda incipiente o esforço nacional em atrelar estes recursos às políticas de desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Discussão que será trazida pelo capítulo IV.

recursos destinados ao Ministério de Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento e programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste." (Lei 9.478/97)

O maior quinhão da esfera nacional teve como contrapartida, principalmente, a redução de recursos para o Fundo Especial[137]. Portanto o avanço da participação federal nas receitas dos *royalties* realizou-se em detrimento, principalmente, dos GSNs não petrolíferos, os seja aqueles não confrontantes com campos petrolíferos na plataforma continental. Tal remanejamento não ocorreu sem resistências:

> "Estamos retirando dinheiro dos royalties do petróleo, que deveria ir para Estados e Municípios, para atender às áreas sociais, de segurança e meio ambiente, para fazer pesquisa sobre petróleo. Quem tem que fazer pesquisa sobre petróleo são os concessionários, os que exploram o petróleo, as famosas companhias internacionais, e não o Governo brasileiro, que vai tirar dos seus parcos recursos, dos royalties, dinheiro para pesquisar petróleo Isso não tem nenhum sentido. Esse dinheiro vai correr pelo ralo." (Deputado Israel Pinheiro, PTB-MG, Diário da Câmara dos Deputados, 19/03/97, p. 7.288).

A segunda grande modificação, trazida pela Lei do Petróleo, para a repartição dos *royalties* excedentes, incidentes sobre a produção *offshore*, foi a desconsideração das áreas geoeconômicas. Isso significa que a parcela municipal dos *royalties* acima de 5% destina-se, exclusivamente, aos municípios confrontantes com campos petrolíferos[138]. Não sendo, portanto, beneficiários desta parcela os municípios cortados por dutos e, tampouco, aqueles limítrofes aos municípios confrontantes.

---

[137] Este fundo reparte os recursos entre a totalidade dos estados e municípios brasileiros, petrolíferos ou não, sendo 80% destinados aos municípios e 20% às UFs. A forma de rateio do Fundo entre os GSNs repete os mesmos coeficientes que informam o rateio do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e Fundo de Participação dos Municípios (FPM).

[138] Como visto esta parcela (dos *royalties* excedentes) não é marginal, mas de tamanho equivalente ao dos *royalties* mínimos, uma vez que a média da alíquota para os poços é de 9,8%.

Esta modificação, de caráter espacialmente concentrador, é incrementada pelo fato dos *royalties* excedentes serem distribuídos aos municípios confrontantes segundo o volume produzido nos campos petrolíferos localizados no interior das projeções destes municípios na plataforma continental. O que representa uma clara mudança em relação a regra de rateio dos *royalties* mínimos (=5%), que segue a proporcionalidade da população dos municípios confrontantes, bastando para esta classificação que o município possua no interior de suas projeções pelo menos um campo petrolífero.

Pelas duas modificações trazidas pela Lei do Petróleo aqui realçadas demonstrou-se: i) que no cômputo geral os *royalties* excedentes são menos descentralizados, com o favorecimento da União através do benefício ao Ministério da Ciência e Tecnologia; ii) que no interior do conjunto dos municípios, opera-se uma maior concentração, retirando da condição de beneficiários os municípios limítrofes aos confrontantes e aqueles cortados por dutos[139].

A Lei do Petróleo, enfim, como as estudadas leis da década de oitenta, também não imprimiu um regime de cobrança, repartição e aplicação dos *royalties* mais próximo do conceito de renda mineral. Antes, reafirmou o regime vigente, emendando-o com uma outra forma de rateio para os *royalties* excedentes que não facilita a construção de políticas de desenvolvimento sensíveis ao problema da escassez futura das jazidas minerais.

Em especial, o formato de repartição dos *royalties*, embora permanentemente ameaçado pela tensão do pacto federativo, acaba por encontrar contextos políticos para sua acomodação, como será visto a seguir.

---

[139] Por outro lado, no que diz respeito ao conjunto dos municípios **com instalações** de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, definida pelo Decreto 1/91, para rateio dos *royalties* mínimos (=5%), este foi ampliado no rateio dos *royalties* excedentes (>5%), o qual incorpora os municípios **afetados** por aquelas instalações**.** Tal fato, contudo, não altera a conclusão sobre a maior concentração das receitas no interior do grupo de municípios beneficiários trazida pela Lei do Petróleo.

III.3 O *CONTEXTO COMPENSATÓRIO ESPECIAL* DADO PELA NÃO INCIDÊNCIA DE ICMS NAS OPERAÇÕES INTERESTADUAIS COM PETRÓLEO

A ampliação da base de incidência do então denominado Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICM) - que passou a ser denominado Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) – foi uma das principais modificações na estrutura tributária brasileira introduzida pela Constituição de 1988. Antigos impostos foram eliminados e incorporados à base de incidência do novo ICMS, tais como: i) o imposto sobre transportes (IT); ii) sobre serviços de comunicações (ISSC); e iii) os chamados impostos únicos: sobre lubrificantes e combustíveis (IULC), sobre energia elétrica (IUEE) e sobre minerais (IUM).

O novo imposto fazia parte de um pacote de modificações tributárias, sistematizado por Varsano (1987), cujo objetivo original seria o de instituir um amplo imposto sobre o valor adicionado (IVA) que incidisse apenas sobre o consumo de bens e serviços e que adotasse o princípio do destino puro nas transações interestaduais e de comércio exterior (Leal e Serra: 2003b). Entendendo-se princípio do destino como recolhimento tributário na ponta do consumo. Assim, nas operações interestaduais, o estado onde ocorresse o consumo final seria o beneficiário do recolhimento do IVA.

Ainda com apoio em Leal e Serra (2003), constata-se que o objetivo central da proposta foi apenas parcialmente implantado, criando uma estrutura peculiar geradora de graves distorções. Se por um lado o ICMS atende ao critério da boa técnica tributária, tomando o valor adicionado como base de incidência[140], por outro, acabou funcionando como gerador de distorções nas operações comerciais entre unidades da federação.

---

[140] O inciso I do parágrafo segundo do artigo 155 da CF/88 atende ao primeiro critério fundamental da boa técnica tributária definindo o valor adicionado como base de incidência pois determina que o imposto "será não cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal" (LEAL: 2002).

A Constituição Federal de 1988 acabou definindo uma lógica preponderante ao mecanismo de incidência do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), qual seja, que nas operações interestaduais o Estado produtor é o maior beneficiário do referido tributo. Contudo, a mesma Carta exclui do campo de incidência do ICMS as operações interestaduais com petróleo, lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados e energia elétrica (Constituição Federal: art. 155, § 2º, X, alíneas A e B)[141]. Como conseqüência desta exceção, nas operações interestaduais envolvendo estes bens acaba prevalecendo o princípio do destino (e não o da origem, válido para os demais bens) [142], tornando, assim, o Estado consumidor (e não o produtor) o beneficiário do recolhimento do tributo. Ou seja, a adoção do princípio do destino puro nas transações interestaduais ficou restrito somente aos itens petróleo, seus derivados e energia elétrica.

O referido dispositivo legal, transferindo a cobrança de ICMS, sobre eletricidade, petróleo e seus derivados, da ponta da produção para a do consumo, opera uma nítida transferência de receitas entre as unidades da federação, beneficiando os Estados importadores líquidos de energia, petróleo e derivados, em detrimento daqueles exportadores destes bens[143]. Concentrador de mais de 80% da produção petrolífera nacional, o Estado do Rio de Janeiro seria o mais prejudicado, seguido pelo Estado do Paraná, devido à sua posição de grande exportador de energia.

Uma análise mais precisa sobre as perdas e ganhos das unidades da federação, em função desta inversão da lógica de cobrança do ICMS sobre eletricidade, petróleo e seus derivados,

---

[141] Este dispositivo atendeu a uma emenda proposta pelo então deputado federal constituinte José Serra, daí ser conhecida como "Emenda Serra".

[142] Rigorosamente, o sistema de incidência do ICMS praticado no Brasil é híbrido, distribuindo-se o ICMS entre estados produtores e consumidores, mas com uma nítida prevalência do princípio da origem, por serem os Estados produtores detentores do maior quinhão desta divisão.

[143] Como também conclui a análise de LEAL: "Criou-se, assim, uma situação de iniqüidade que gera grandes perdas para os estados exportadores: i) de energia elétrica, entre quais destaca-se o Estado de Minas Gerais e o Estado do Paraná; e ii) de petróleo, na qual o grande perdedor é o Estado do Rio de Janeiro que responde pela maior parte da produção dos 80% do petróleo consumido no Brasil.

requer um aprofundamento analítico que extrapola os propósitos desta investigação. Contudo, é possível fazer referência a algumas das conseqüências mais visíveis do referido dispositivo sobre o potencial de arrecadação de algumas das unidades da federação, mesmo que com base em um estudo feito há mais tempo.

Tabela III.3.1 - Transferência de renda decorrente da legislação sobre a tributação incidindo sobre o comércio interestadual de petróleo, derivados e energia elétrica, 1994 (US$ 1.000)

Estados	Eletricidade		Petróleo e Derivados	
	Perda	Ganho	Perda	Ganho
Acre	578,9			1.639,5
Alagoas		6.570,1		4.421,7
Amapá	137,5			1.374,5
Amazonas	805,3			2.385,7
Bahia	29.953,4		68.457,9	
Ceará		10.920,7		5.751,5
Distrito Federal		4.030,9		9.352,0
Espírito Santo		6.249,1		8.572,9
Goiás		2.127,8		19.790,9
Maranhão		23.186,9		11.723,9
Mato Grosso		1.940,0		13.684,8
Mato Grosso do Sul		3.071,3		13.684,8
Minas Gerais	37.776,5		27.610,0	
Pará	26.918,8			13.734,7
Paraíba		4.648,5		6.848,7
Paraná	201.569,5		60.942,5	
Pernambuco	7.647,1			21.113,9
Piauí	710,4			4.156,8
Rio de Janeiro		64.523,3	217.069,0	
Rio Grande do Norte		4.907,1	17.069,5	
Rio Grande do Sul		25.030,9	66.344,7	
Rondônia	389,5			5.475,2
Roraima	85,1			1.417,0
Santa Catarina		20.091,6		48.745,8
São Paulo		87.590,6	140.724,9	
Sergipe		4.432,4	6.667,8	
Tocantins		245,5		3.457,2

Fonte: Dutra & Cecchi: 1998, pag 84

A data de realização destes cálculos requer, entre outras observações, o registro de fatos mais recentes, como a entrada em operação de Angra II, no Rio de Janeiro, a recente ampliação da oferta de energia pelas termoelétricas e o crescente volume de produção de petróleo na Bacia de Campos.

Esta iniqüidade nas operações interestaduais vem mobilizando representantes políticos dos estados tidos como perdedores, como, por exemplo, a ação do deputado federal paranaense (1999/2002), Gustavo Fruet (PMDB-PR), autor de uma proposta de emenda constitucional (PEC 338/01)[144] que prevê a transferência da cobrança de ICMS, incidente sobre eletricidade, petróleo e derivados, da ponta do consumo para a da produção. Para além das referidas perdas do estado do Paraná, o pleito é reforçado pelo argumento que esta inversão da lógica de cobrança do ICMS não beneficia os consumidores, que acaba contribuindo para os estados adquirentes do petróleo e eletricidade.

Trazer esta discussão acerca da isenção de ICMS, nos estados de origem, sobre a produção de petróleo, seus derivados e energia elétrica, tem como intuito de verificar a hipótese de que as normas vigentes de distribuição dos *royalties* (e também das participações especiais), garantindo expressivos repasses aos estados e municípios "produtores" de petróleo, acabam funcionando como um "mecanismo de compensação" às ditas injustiças instauradas pela prefalada isenção.

Não se quer defender a hipótese de que os critérios de distribuição dos *royalties* foram estruturados com esta intenção. Não, o citado mecanismo compensatório operaria de forma mais sutil. Os estados mais beneficiados com os repasses dos *royalties* são justamente os maiores produtores de petróleo e energia elétrica[145], portanto, também os mais prejudicados com a não incidência de ICMS sobre operações interestaduais com estes bens. Assim, é plausível cogitar-se que, fossem outros os critérios de repartição dos *royalties*, reduzindo de

---

[144] Cuja admissibilidade foi aprovada pela Comissão de Constituição e Justiça da Câmara em 2001 (www.senado.gov.br). Também o Senador Osmar Dias (PDT-RN) encaminhou PEC com pleito similar.

[145] A legislação brasileira também prevê o pagamento de *royalties* (compensações financeiras) aos estados e municípios produtores de energia elétrica.

forma expressiva o repasse destes recursos aos estados e municípios, os Estados produtores de petróleo e energia elétrica seriam fortes (ou ainda mais fortes do que efetivamente foram) demandantes[146] de uma reforma tributária, ou pelo menos de uma emenda constitucional que corrigisse a dita injustiça do art. 155 da Constituição Federal.

Invertendo-se o raciocínio, valeria indagar: seria possível imaginar a coerência atual dos critérios de distribuição dos *royalties* em um cenário de homogeneidade na forma de recolhimento do ICMS ? Seria plausível aos Estados e municípios[147] produtores de petróleo e energia elétrica acumularem o recolhimento ordinário de ICMS sobre estas atividades produtivas e o recebimento de *royalties* na magnitude em que é hoje consumada? De outra forma: se é reconhecido o efeito compensatório dos *royalties* aos estados exportadores de petróleo, derivados e energia elétrica, uma vez sanada as citadas "injustiças" para com estes estados, não há porque imaginar permanecerem inertes as regras de rateio dos mesmos *royalties* entre estados e municípios.

Por hora, deseja-se tão somente apresentar a possibilidade de associação entre os critérios vigentes de repartição dos *royalties* e o espaço existente de medidas compensatórias aos efeitos danosos sobre as receitas dos estados produtores de petróleo e energia elétrica em virtude da isenção de ICMS sobre as operações interestaduais com aqueles bens.

Por fim é necessário esclarecer que a presente subseção, embora privilegiando a análise sobre a esfera estadual, não desvia sua atenção de procurar compreender as razões para o pagamento de *royalties* aos municípios brasileiros. Assim, compreendendo que os repasses

---

[146] O deputado Gustavo Fruet cita o conjunto de estados que hoje se beneficiariam com a suspensão da isenção de ICMS nas operações interestaduais com petróleo, derivados e energia elétrica: Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Bahia, Sergipe, Amazonas, Rio Grande do Sul, São Paulo, Piauí, Santa Catarina, Maranhão, Roraima e Tocantins. (Fonte: http://www.gustavofruet.com.br)

[147] No caso de uma isonomia na cobrança de ICMS, os municípios acumulariam os *royalties* e mais uma receita extraordinária da cota parte de ICMS, fartamente acrescida pela importância destes municípios na composição do Calor Adicionado Fiscal do Estado.

de *royalties* aos municípios podem ser vistos como componente da receita estadual[148], a presente análise não deixa de estar focando os possíveis fundamentos econômicos e políticos que justificam os critérios de distribuição destes recursos.

[148] A receita municipal pode ser vista como integrante da receita estadual, tanto sobre o ponto de vista da receita pública agregada, como também pelas eventuais economias trazidas ao Tesouro Estadual devido à existência de municípios autóctones em termos de capacidade de investimento.

III.4 *FINANCEIRIZAÇÃO* DOS *ROYALTIES* NO BRASIL: A REPACTUAÇÃO DAS DÍVIDAS DOS ESTADOS PETROLÍFEROS COM A UNIÃO

Como visto na seção III.1, a Lei 7.990/89, vedava, explicitamente, "aos beneficiários das compensações financeiras de que trata este decreto, a aplicação das mesmas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal" (art. 26, § único). Mas a extensão da crise financeira dos Estados e a instauração de uma nova ordem das relações entre União e Estados[149] pós-Plano Real trataram de superar o referido constrangimento.

Através de medida provisória, sucessivamente reeditada, a partir de 1999, passa a ser permitido à União adquirir dos Estados e Distrito Federal, créditos originários de participações governamentais incidentes sobre a exploração de petróleo, gás natural e recursos hídricos para fins de geração de eletricidade, nas modalidades royalties, compensações financeiras e participações especiais[150]. Tais recursos, entregues aos Estados, seriam destinados à capitalização de seus fundos previdenciários e/ou ao pagamento de dívidas para com a União e suas entidades (através do recebimento pelos Estados dos Certificados Financeiros do Tesouro - CFT da União).

Este episódio inaugura uma nova utilização para os royalties: trata-se de sua financeirização. Os Estados poderiam agora hipotecar suas rendas petrolíferas futuras em nome da busca de um equilíbrio financeiro presente. Uma atitude radicalmente contrária à preservação da riqueza para as gerações futuras, como justificada pela própria compreensão do conceito de renda mineral desenvolvida no primeiro capítulo.

---

[149] O termo é de Lopreato (2002), onde, em seu oitavo capítulo, analisa as imposições externas e internas que alteraram o padrão de negociação das dívidas dos entes subnacionais com a União, a partir do Plano Real.

[150] A Medida Provisória 1.868/99, limitava este operação ao Estado do Rio de Janeiro, fixando também um teto superior para a transferência de crédito. A partir da edição da Medida Provisória 2.103/2001, esta possibilidade é estendida a todos Estados e Distrito Federal, limitando em uma operação de crédito para cada UF. Recentemente esta autorização ganhou o *status* de lei (10.712/2003).

Sinteticamente, toma-se a financeirização como fenômeno correlato à globalização financeira, a qual pode ser entendida pela confluência de dois movimentos fundamentais, iniciados na década de setenta: a progressiva liberalização (desregulamentação) financeira no ambiente doméstico e a crescente mobilidade dos capitais no plano internacional.

Este processo instaurou um movimento de financeirização da economia, defendido pela escola regulacionista francesa[151]:

> "Estamos nos referindo especificamente à financeirização, entendida como uma norma de ação dos vários agentes econômicos, sejam eles empresas, famílias ou instituições financeiras. A questão essencial é que o aprofundamento das finanças de mercado modifica o comportamento dos vários tipos de agentes, cuja lógica de investimento se transforma e adquire um caráter especulativo. Quanto mais aprofundada a liberalização mais a lógica especulativa toma conta dos agentes. Ou seja, com mercados amplos e líquidos o objetivo de qualquer investimento não é o de adquirir ativos que possam produzir um fluxo de rendimentos que capitalizados à taxa de juros corrente supere o valor inicial desembolsado." (Carneiro, 1999: p.7).

Também a ação do Estado acaba por tornar-se refém desta armadilha da *financeirização*. No Brasil, como em grande parte dos países "emergentes", o fato de sua moeda ser não conversível, implica na adoção de uma estratégia macroeconômica de proteção contra a fuga de capitais especulativos. Uma estratégia que se orienta pela estabilidade da moeda, alicerçada em políticas de juros elevados, contigenciamento das despesas públicas e manutenção de reservas cambiais suficientes para sustentar um quadro de convencimento dos detentores dos capitais voláteis que, em última instância, acabam por ser os financiadores dos déficits destes países.

O que se deseja denunciar com esta sumária apresentação do fenômeno da *financeirização*, é que também as rendas públicas do petróleo foram "capturadas" para servir de colchão de

---

[151] Notabilizada pelos trabalhos de Aglietta (1995); outro importante analista é Chesnais (1999).

proteção da estabilidade macroeconômica de muitos países produtores de petróleo. Trata-se de mais um episódio de inobservância das contribuições das escolas econômicas clássica e neoclássica para o entendimento do conceito de renda mineral e, por extensão, de renúncia da execução de políticas energéticas e de desenvolvimento regional sustentáveis, tal como apresentadas nos capítulos anteriores.

É claro que nos países mais dependentes do setor petróleo esta *financeirização* das rendas petrolíferas é mais notória. No capítulo dois, por exemplo, foi apresentado o Fundo de Investimento e Estabilização Macroeconômica da Venezuela (FIEMV), criado em 1998, pela presidente Caldera. Trata-se de um exemplo valioso, que se pode recuperar a partir de Tsalik (2003): quando os preços do petróleo caíram, no rastro da crise financeira asiática de 1997, Caldera aceitou as recomendações do FMI de criar um fundo de caráter de estabilização. O fundo acumularia reservas quando o preço do petróleo estivesse elevado, e cobriria o orçamento público quando os preços estivessem em baixa. Seu explícito objetivo: prevenir flutuações na renda advindas da oscilação dos preços do petróleo, com efeitos sobre as necessidades fiscais do país, taxa de câmbio e o balanço de pagamentos.

Outro país petrolífero, a Noruega, embora menos frágil do que a Venezuela aos olhares do capital especulativo, realizou uma experiência bastante ilustrativa em direção a uma *financeirização* das rendas petrolíferas, também apresentada no segundo capítulo. Criado em 1990, o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN), possuía dupla finalidade: a garantia de estabilidade macroeconômica e a constituição de um fundo de poupança. A contribuição do fundo para a estabilidade macroeconômica se efetiva em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, o fundo, ao recolher o excesso de divisas daquele grande país exportador, contribuiria para minimizar a pressão inflacionária; nas conjunturas de baixa do preço do petróleo o fundo socorreria o Tesouro, evitando um maior nível de endividamento. Portanto, um fundo voltado para a estabilidade monetária e para prevenção de déficits públicos[152].

---

[152] A CIDE (Contribuição Sobre a Intervenção no Domínio Econômico), nacional, tem propósitos semelhantes. Contudo, dado a condição do país, de ser importador líquido de petróleo, a CIDE possui um mecanismo invertido: crescendo o seu fundo em um momento de baixa dos preços (através do recolhimento

A Financeirização dos Royalties no Brasil

Evidencia-se no país dois flagrantes processos de alocação dos recursos dos *royalties* para fins distantes de políticas públicas sustentáveis, tal como preconizada pela contribuição das escolas clássica e neoclássica, a saber: i) a desvinculação de parte das receitas dos *royalties* pertencentes aos Ministérios da Ciência e Tecnologia, Meio Ambiente e Marinha, sem alteração da destinação integral a estes ministérios[153]; ii) a utilização dos *royalties* pertencentes aos Estados na negociações de suas dívidas com a União.

No primeiro caso, trata-se de uma desvinculação das receitas dos *royalties* pertencentes aos ministérios, em despesas, entidades e fundos específicos. Desvinculação esta que não reduziu as participações relativas dos ministérios no rateio dos *royalties*, mas, sim, possibilitou que estas receitas pudessem ser destinadas a despesas de custeio dos referidos ministérios. Ora, tal desvinculação, trata-se, indiretamente, de uma medida de centralização dos recursos no Tesouro, na medida em que possibilita a diminuição da dotação orçamentária dos ministérios beneficiários dos *royalties*, uma vez que estes passam a poder contar com estes recursos (*royalties*) para cobertura de seus custeios.

Principalmente no que tange à desvinculação operada nos ministérios do Meio Ambiente e Ciência e Tecnologia, a busca de maior autonomia do Tesouro Nacional resulta na possibilidade de uma importante redução de recursos para financiamento de políticas que

---

via CIDE de parte da diferença entre o preço de mercado e o preço do combustível na bomba) e diminuindo nos momentos de elevação dos preços internacionais do petróleo, evitando assim a necessidade de elevações bruscas nos preços internos, pari passo, as oscilações no mercado mundial de hidrocarbonetos. Devido ao menor peso relativo do setor petróleo no PIB brasileiro, as metas da CIDE, logicamente, são mais setoriais, procurando prover estabilidade ao mercado de combustíveis e não a estabilidade macroeconômica, embora se saiba que estes fenômenos estejam relacionados.

[153] A Lei nº 10.261, de 12/07/2001, desvinculou entre 25% e 70% das receitas daqueles ministérios para o ano de 2001. Esta mesma desvinculação foi estabelecida também para o ano de 2002, por intermédio da Medida Provisória nº2.214, de 31 de agosto de 2001. A determinação do rateio dos *royalties*, tal como demonstrada na introdução deste artigo, foi estabelecida pela Lei 9.478/97, a Lei do Petróleo.

estariam mais próximas do estipulado pela leitura da renda mineral feita pelos economistas clássicos e neoclássicos. Isso pode ser demonstrado pela apresentação das orientações legais, definidas pela Lei 9.478/97, para aplicação dos recursos dos *royalties* por estes ministérios:

Ministério do Meio Ambiente: "desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo."

Ministério da Ciência e Tecnologia: "financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo".

Uma vez que estes estudos e projetos possam ser concretizados em tecnologias de produção mais limpas e/ou mais baratas ou na recuperação de danos ambientas ocasionados pela atividade petrolífera, é possível interpretá-los como ações indiretas para promoção da justiça intergeracional, preconizada na seção anterior. Contudo, a desvinculação dos recursos dos *royalties* cabíveis aos referidos ministérios, limitou esta possibilidade, carreando parte destas receitas para o custeio da maquina estatal.

O segundo episódio é mais grave, em termos de *financeirização* das receitas dos *royalties*. Com recursos dos *royalties*, o Estado do Rio de Janeiro, já em 1999, antes dos demais Estados[154], operou uma securitização de sua dívida com a União. Através desta operação de repactuação da dívida do Estado com a União, esta última antecipou a receita futura de *royalties* sobre o petróleo do Estado do Rio de Janeiro, emitindo os CFTs (Certificados Financeiros do Tesouro), títulos estes utilizados pelo Estado para pagamento de suas obrigações com a própria União, bem como para capitalização do Rio Previdência, o fundo de previdência dos servidores estaduais. Os CFTs antecipados pela União seriam resgatáveis em 181 parcelas mensais, cobrindo o período de novembro de 1999 a dezembro de 2014.

---

[154] Posteriormente os Estados do Paraná e Mato Grosso do Sul repactuaram com a União suas dívidas, cedendo a totalidade dos *royalties* decorrentes da exploração dos recursos hídricos à que têm direito.

Hipotecou assim, o Estado do Rio de Janeiro, importante parcela de seus recebimentos futuros, com ampla aceitação do governo federal, uma vez que a antecipação de *royalties* tratava-se de um título líquido e certo, e ainda indiretamente indexado ao dólar, uma vez que o *royalty* incide sobre o preço internacional do petróleo.

É claro que não se pode realizar uma crítica simplista da utilização dos *royalties* como garantia para repactuação da dívida dos Estados com a União. A negociação das dívidas dos Estados com a União após o Plano Real não seguia mais o padrão anterior, onde os governadores acabavam conquistando algum tipo de facilidade, de perdões financeiros, em virtude da forma como se barganhava o apoio das bancadas estaduais em matérias de interesse do governo federal. Entre as mudanças citadas por Lopreato (2002), destacam-se: i) o aprofundamento das medidas de cunho liberal, que exigiam da política macroeconômica coerência e coesão internas, necessitando o *ajuste* federal do *ajuste* das esferas de governo subnacionais; ii) a própria condição débil das finanças estaduais, que ampliou sobremaneira o poder de barganha do governo federal; iii) a adoção de um novo paradigma de repactuação das dívidas, onde o poder federal colocava em negociação, como exigência, o próprio aprofundamento das reformas liberais pelos Estados endividados, conquistando assim, paulatinamente, compromissos de saneamento e privatização de companhias e bancos estaduais.

Portanto, a utilização pelos Estados do expediente de antecipar os *royalties* via injeção de recursos federais, ou abatimento de suas dívidas, pode ser interpretada como conquista dos governadores, em um ambiente tão desfavorável de negociação com o governo federal, principalmente depois de concluídos as privatizações estaduais.

O que pode ser tratado como lamentável é a abertura desta possibilidade de utilização dos *royalties*, de sua *financeirização*; radicalmente contrária a uma política de desenvolvimento preocupada com as gerações futuras. *Financeirização* esta cujo resultado é um recrudescimento da centralização dos *royalties* na instância federal, sem, contudo, qualquer vinculação com políticas públicas específicas, a não ser a da proteção macroeconômica.

Capítulo IV - A Distribuição e Aplicação dos *Royalties* entre os Entes Beneficiários: uma indicação sobre suas fragilidades e a proposição diretrizes para seu aprimoramento

Como visto nos dois capítulos iniciais deste estudo, são plurais as possibilidades de cobrança, rateio e distribuição dos *royalties*. Pluralidade que responde aos diferentes objetivos (fiscais e extra-fiscais) governamentais e às diferentes conjunturas político-institucionais vigentes nos países produtores de petróleo.

No Brasil, como investigado no terceiro capítulo, os *royalties* foram "apropriados" por diversos interesses e, é claro, para cada um destes haveria uma forma diferenciada de cobrança, rateio e aplicação. A recuperação dos debates nas casas legislativas nacionais apontou, por exemplo, o interesse de promover com os *royalties* políticas de minimização de desigualdades regionais, de aprofundar o processo de descentralização das receitas públicas ou ainda o de sanar "falhas" do sistema tributário nacional, principalmente quanto à questão da não incidência de ICMS sobre as operações interestaduais com petróleo. Foi o encontro destes vários interesses que desenhou a norma atual do regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*.

O resultado final desta barganha - a forma final como os *royalties* são cobrados, distribuídos e aplicados - não parece ter gerado auto-declarados vitoriosos. Tanto no âmbito da barganha vertical (disputa entre União, estados e municípios) quanto no espaço de negociação horizontal (disputa entre entes do mesmo nível de governo) há um latente estado de conflito pelas rendas públicas do petróleo[155]. Se assim é, como tratar das falhas, ou fragilidades, do regime dos *royalties* no Brasil? Estas não estarão sempre na dependência dos interesses dos denunciantes? Se a intenção desta etapa do estudo é apontar fragilidades do regime dos *royalties* no Brasil é, portanto, necessário que se façam escolhas.

---

[155] São inúmeros os projetos de lei que tramitam nas casas legislativas nacionais, expressando diversas facetas destas barganhas verticais e horizontais. Ver uma síntese destes projetos de lei em UCAM/Cidades (2004).

Neste capítulo, entre as inúmeras possibilidades de utilização dos *royalties*, será valorizada a de promoção da justiça intergeracional. Desde logo, deve haver o cuidado metodológico de explicitar que através desta hipótese central não se está assumindo uma posição, ética e ingênua, que elege uma pré-estabelecida, e única, "boa política" a ser operada com os *royalties*.

Pode haver políticas explicitamente voltadas para este fim da promoção da justiça intergeracional, como, por exemplo, a construção de um fundo para apoio da Pesquisa e Desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Assim, as gerações futuras, que não poderão contar com a riqueza do petróleo, já consumida hoje, serão menos dependentes desta fonte de energia. Esta seria uma forma explícita de promover a justiça intergeracional, mas compreende-se que a promoção da justiça intergeracional deve ser alvo de toda política de desenvolvimento.

Os investimentos em saúde, educação, infraestrutura básica e produtiva, qualificação profissional, modernização da máquina administrativa, diversificação produtiva, estabilidade macroeconômica, entre outros, poderiam, rigorosamente, ser defendidos como ações de desenvolvimento, e por que não, ações também sensíveis em relação às gerações futuras. Não há, portanto, como eleger uma única forma de alcançar a promoção da justiça intergeracional, pois esta se confunde com o próprio desenvolvimento. Assim, se este estudo chama atenção para uma política específica é com intuito de oferecer parâmetros para o debate acerca da aplicação dos *royalties*.

É fundamental que se retenha esta escolha para que se possa compreender o sentido dado aos termos fragilidade e aprimoramento das normas de rateio e aplicação dos *royalties*, presentes no próprio título do capítulo. Fragilidades das normas, portanto, são entendidas, quase sempre, como dispositivos que afastam a possibilidade de utilizar-se os *royalties* para a promoção da justiça intergeracional. Quando se utilizar o termo fragilidade para iluminar qualquer outro tipo de lacuna da norma, esta será explicitada. Aprimoramento, da mesma forma, fará referência ao incremento de dispositivos que aproximem as regras de rateio e

aplicação dos *royalties* da política de promoção da justiça intergeracional. Quando se tratarem de aprimoramentos para outros fins, serão feitas considerações explícitas a este respeito.

Também deve ser anotado que nos capítulos iniciais trabalhou-se com a noção de que o regime fiscal dos *royalties* envolve as etapas de cobrança, rateio e aplicação destes recursos. No presente capítulo, contudo, o foco recai sobre as duas últimas etapas do regime, não incorporando a discussão sobre fragilidades/aprimoramentos do processo de cobrança dos *royalties*. O processo de cobrança envolve questões referentes a: valor da alíquota; diferimento desta, sua progressividade/regressividade (grau de condicionalidade), pagamento em moeda ou em espécie, prazo de recolhimento, correção monetária durante este prazo. Embora sejam questões cruciais para o debate sobre o regime fiscal da indústria petrolífera, são menos importantes para auxiliar a discussão sobre a possibilidade de se utilizar os *royalties* para a promoção da justiça intergeracional.

Este conjunto de considerações permite, agora, precisar as duas indagações norteadoras deste capítulo: dada a estrutura de cobrança de *royalties* existente no país, quais os dispositivos na forma de sua distribuição entre os beneficiários e na forma de sua aplicação que afastam a possibilidade de utilização destes recursos como mecanismo de promoção da justiça intergeracional? E como aprimorar estes dispositivos para alcançar tal política?

Deve-se aclarar que a tarefa de propor diretrizes para aprimoramento das normas de rateio e aplicação dos *royalties*, não recorre a novas fontes, mas sim toma como referência o aprendizado construído na execução dos capítulos precedentes.

Resta, como consideração introdutória, justificar a atenção especial dada à questão da distribuição dos *royalties* entre os municípios, superior ao tratamento dispensado aos demais entes beneficiários: a União e os Estados.

Um primeiro argumento, retomando o debate apresentado no primeiro capítulo, parte da consideração de que existem razoáveis justificativas para também os municípios

promoverem políticas de justiça intergeracional, em benefício de seus futuros munícipes, os quais, inevitavelmente, vivenciarão o abandono territorial dos capitais petrolíferos e de apoio a esta atividade. Mas o reconhecimento desta racionalidade requeria que, de alguma forma, o volume de *royalties* repassados aos municípios guardasse alguma relação com a presença dos referidos segmentos produtivos (petrolíferos e de apoio), o que, antecipando a análise, de fato não ocorre. Sendo assim, o repasse de *royalties* aos municípios, da maneira que é feito, pode ser entendido como um dos principais golpes na construção de um fundo em prol da justiça intergeracional. Diminuindo a participação da União e dos governos estaduais no rateio dos *royalties*, diminui a oferta de fundos para que estes entes promovam políticas de justiça intergeracional de sua exclusiva prerrogativa, em tese, de maior alcance do que as políticas municipais.

Há, contudo, um outro argumento para justificar o foco na distribuição dos *royalties* entre os entes municipais. Trata-se do fato de que para um grupo seleto de municípios o repasse de *royalties* tem um impacto relativo sobre suas demais receitas muito mais significativo do que o impacto relativo nas receitas dos outros entes beneficiários, embora, como será visto, as rendas petrolíferas sejam importantes para alguns órgãos federais e para selecionados tesouros estaduais.

Na estrutura deste capítulo, a seção IV.1 dedica-se a demonstrar o rateio efetivo entre os beneficiários, evidenciando a concentração espacial dos recursos e a resultante elevação da capacidade de investimento público municipal nas regiões produtoras beneficiárias. A seção IV.2 aprofunda a questão da concentração espacial dos recursos, incorporando à discussão o debate sobre os efeitos da distribuição da "cota-parte" do ICMS nas regiões petrolíferas. O volume e a concentração espacial das rendas petrolíferas municipais, fruto de um determinismo físico (que valoriza a proximidade física com os poços), deve ser entendida como a principal fragilidade do regime de distribuição dos *royalties*, seja pelo custo de oportunidade de retirar-se dos demais entes (União e Estados) fatia importante destes recursos, seja pela promoção de iniqüidades na repartição espacial da riqueza do país.

Culminam, este capítulo e a tese, na seção IV.3, de caráter mais propositivo, onde são sistematizadas outras fragilidades das normas de distribuição e aplicação dos *royalties* que impedem que estes recursos sejam efetivamente canalizados para políticas de promoção da justiça intergeracional, sendo que, para cada uma dessas fragilidades são sugeridas correções normativas substanciadas pelo aprendizado trazido pelo presente estudo.

IV.1 - DESDOBRAMENTOS DA DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DAS RENDAS PETROLÍFERAS NO BRASIL

A produção petrolífera nacional, longe da neutralidade espacial, é geradora de importantes impactos sobre a distribuição territorial da riqueza, seja em função das decisões locacionais para distribuição de seus investimentos físicos, seja em função das rendas públicas distribuídas entre os entes subnacionais. Focando este último impacto, a Tabela IV.1 sintetiza a distribuição dos *royalties* e das participações especiais entre os beneficiários para o ano de 2003.

As participações especiais, criadas pela Lei do Petróleo (9.478/97), funcionam como uma espécie de imposto incidente sobre lucros extraordinários auferidos pelos campos petrolíferos de elevada produção ou elevada rentabilidade. As alíquotas das participações especiais variam, progressivamente, de acordo com o tempo de exploração dos campos (1º, 2º, 3º, > 4º ano) e segundo a sua localização (em terra, lâmina d`água < 400 m, lâmina d`água > 400 m).[156] Como pode ser notado pela Tabela IV.1, as participações especiais possuem uma estrutura de repartição de cunho mais centralista, com uma distribuição entre União (Ministério das Minas e Energia e Ministério do Meio Ambiente), Estados e Municípios de, respectivamente, 50%, 40% e 10%.

Se, contudo, as participações governamentais forem tomadas de forma agregada, um dos principais destaques da Tabela IV.1 é a demonstração de que os interesses dos representantes dos entes subnacionais lograram uma verdadeira descentralização das rendas públicas do petróleo, detendo Estados e Municípios cerca de 60,7% desta riqueza. Note que a parcela do Fundo Especial deve ser também creditada aos entes subnacionais, pois, como visto no capítulo III, este fundo redistribui as rendas petrolíferas entre a totalidade dos

---

[156] Para compreensão das normas de rateio dos *royalties* ver seção III.1. Para uma visão ainda mais detalhada das normas de distribuição dos *royalties* ver Barbosa (2001) e das regras de repartição das participações especiais ver e Gutman e Leite (2003).

estados e municípios, tal como se fosse um reforço ao Fundo de Participação dos Estados e ao Fundo de Participação dos Municípios.

Esta descentralização, cuja conquista política foi explorada no capítulo anterior, ilumina uma fragilidade no campo jurídico, qual seja: o da definição da natureza jurídica dos *royalties* como sendo compensatória[157]. Ora, só podem ser compensados aqueles proprietários que por qualquer razão sofrem perdas patrimoniais (pecuniárias, morais, etc.). Se estados e municípios recebem *royalties*, uma vez que não são os proprietários das jazidas petrolíferas, exige-se uma leitura diferente da natureza jurídica dos *royalties*.

Nesta direção vale referenciar uma interpretação sustentada por Manoel (2004), a qual defende haver duas espécies distintas de *royalties* no ordenamento jurídico nacional. Os *royalties* remetidos à União (proprietário exclusiva dos recursos minerais[158]) têm natureza compensatória, já os *royalties* destinados aos entes subnacionais (não proprietários dos recursos minerais, e por isso não titulares de quaisquer direitos compensatórios sobre a extração mineral) têm natureza diversa, no campo da **estipulação em favor de terceiros** (grifo nosso).

Esta seria a real natureza jurídica dos *royalties* pagos aos Estados e Municípios. Os dois pólos da relação contratual que dão origem aos *royalties* são: a União (proprietária dos recursos minerais) e a empresa petrolífera concessionária (promitente pagadora das compensações). Vejam que Estados e Municípios estão de fora da relação contratual, por isso, na visão do autor, a natureza jurídica dos *royalties* pagos a estes entes seria a referida estipulação em favor de terceiros.

---

[157] O artigo 20 da Constituição Federal em seu § 1° assevera: "é assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como aos órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva ou compensação financeira por essa exploração."

[158] "as jazidas (...) são propriedade distinta da do solo e pertencem à União". (Constituição Federal de 1988, Art. 176º).

Esta estipulação em favor de terceiros exige que: a) o terceiro deve ser efetivamente estranho à convenção celebrada entre os pólos do contrato; b) os pólos do contrato pactuam a criação de um crédito em proveito do terceiro; c) O benefício há de ser recebido sem contraprestação e sem representar vantagem suscetível de apreciação econômica. A gratuidade do proveito é essencial, pois é estabelecida sempre em favor do terceiro e não contra ele. (Manoel, ob. cit., p. 48)

O interesse em abrir este parêntese, sobre a interpretação da natureza jurídica dos *royalties*, é o de ressaltar que, fosse o ordenamento da questão mais firme na legislação nacional, talvez pudesse ser evitado grande parte do debate hoje travado no campo da política, tanto no âmbito da repartição destes recursos quanto na esfera de sua aplicação. Por exemplo, se o ordenamento nacional explicitasse esta natureza dos *royalties*, de estipulação em favor de terceiros, não poderiam prosperar as argüições de inconstitucionalidade do pagamento de *royalties* aos Estados e Municípios, bem como poderiam ser precisados de forma mais criteriosa os setores de aplicação destes recursos.

Tabela IV.1 - Distribuição das Participações Governamentais (*royalties* + participações especiais), 2003. (R$ correntes)

Beneficiários	Royalties	Participações Especiais	Total das Participações Governamentais	
	A	B	C = A + B	C (%)
Comando da Marinha	644.705.207,56	-	644.705.207,56	6,9%
Ministério da Ciência e Tecnologia	541.526.524,36	-	541.526.524,36	5,8%
Ministério das Minas e Energia	-	1.998.974.000,00	1.998.974.000,00	21,3%
Ministério do Meio Ambiente	-	499.734.400,00	499.734.400,00	5,3%
Total União	**1.186.231.731,92**	**2.498.708.400,00**	**3.684.940.131,92**	**39,3%**
			-	
Amazonas	90.479.836,67	21.765.000,00	112.244.836,67	1,2%
Ceara	14.153.663,74		14.153.663,74	0,2%
Rio Grande do Norte	140.945.914,14	7.532.200,00	148.478.114,14	1,6%
Alagoas	23.036.530,39		23.036.530,39	0,2%
Sergipe	55.525.782,13		55.525.782,13	0,6%
Bahia	114.992.895,59		114.992.895,59	1,2%
Espírito Santo	59.278.535,24	8.379.900,00	67.658.435,24	0,7%
Rio de Janeiro	907.744.089,66	1.961.297.000,00	2.869.041.089,66	30,6%
São Paulo	4.000.068,61		4.000.068,61	0,0%
Paraná	3.016.769,17		3.016.769,17	0,0%
Total Estados	**1.413.174.085,34**	**1.998.974.100,00**	**3.412.148.185,34**	**36,4%**
			-	
Municípios do Amapá	188.772,48		188.772,48	0,0%
Municípios do Amazonas	37.782.212,10	5.150.541,90	42.932.754,00	0,5%
Municípios do Pará	1.069.710,72		1.069.710,72	0,0%
Municípios do Ceará	19.362.941,74		19.362.941,74	0,2%
Municípios do Rio Grande do Norte	97.010.603,69	2.831.035,48	99.841.639,17	1,1%
Municípios de Pernambuco	343.221,46		343.221,46	0,0%
Municípios de Alagoas	20.183.466,67		20.183.466,67	0,2%
Municípios de Sergipe	54.024.845,55		54.024.845,55	0,6%
Municípios da Bahia	79.644.021,52	67.515,71	79.711.537,23	0,9%
Municípios do Espírito Santo	52.078.351,53	2.385.722,82	54.464.074,35	0,6%
Municípios de Minas Gerais	1.770.817,58		1.770.817,58	0,0%
Municípios do Rio de Janeiro	997.787.349,02	472.535.402,98	1.470.322.752,00	15,7%
Municípios de São Paulo	73.958.505,04		73.958.505,04	0,8%
Municípios do Paraná	1.978.208,20		1.978.208,20	0,0%
Municípios de Santa Catarina	20.811.939,23		20.811.939,23	0,2%
Municípios do Rio Grande do Sul	16.624.201,92		16.624.201,92	0,2%
Total Municípios	**1.474.619.168,45**	**482.970.218,89**	**1.957.589.387,34**	**20,9%**
			-	
Fundo Especial	**322.352.603,68**	**-**	**322.352.603,68**	**3,4%**
			-	
Total Geral	**4.396.377.589,39**	**4.980.652.718,89**	**9.377.030.308,28**	**100,0%**

Fonte: ANP (*www.anp.gov.br*)

A segunda evidência que se quer destacar com a Tabela IV.1 é a de que a distribuição regional dos *royalties* é extremamente concentrada. Esta distribuição espacial dos recursos é o resultado combinado da ocorrência espacialmente concentrada das jazidas de petróleo e gás, principalmente na plataforma continental, e da norma de distribuição vigente das rendas petrolíferas entre os entes subnacionais.

A priori, esta distribuição espacial entre os entes subnacionais não é ruim, no sentido de inviabilizar a consecução de políticas de justiça intergeracional por estes entes[159]. Aliás, esta discussão sobre a distribuição espacial dos *royalties* deve ser sempre pautada pela possibilidade de uma extrema pulverização dos recursos, capaz de inviabilizar aos municípios impactados pela presença dos capitais petrolíferos os fundos necessários para políticas sustentáveis de promoção da justiça intergeracional de âmbito local.

Seguindo a Tabela IV.1, observa-se que o Estado do Rio de Janeiro, cuja a fronteiriça Bacia de Campos foi responsável em 2003 por cerca 81,3%[160] da produção petrolífera nacional, deteve, no mesmo ano, cerca de 43,6% das rendas petrolíferas totais. Contudo, se for considerada apenas a parcela destinada aos entes subnacionais (excetuando o Fundo Especial), a participação do Estado do Rio (incluindo a de seus municípios) atinge 80,8% deste novo total. Havendo, portanto, uma correspondência espacial bastante estreita entre a participação relativa na produção petrolífera e a participação relativa no rateio das rendas petrolíferas destinadas aos entes subnacionais.

Serve ainda esta evidência quanto a concentração espacial das rendas petrolíferas para evidenciar a presença de elementos retóricos nos discursos, estudados no capítulo anterior, que queriam fazer do *royalty* um instrumento de distribuição espacial da renda. Se, novamente, é tomada apenas a parcela destinada aos entes subnacionais (excetuando o Fundo Especial) verifica-se o seguinte rateio macro-regional das rendas públicas do petróleo: região Norte (2,9%); NE (11,7%); SE (84,6%); SU (0,8%); CO (0,0%). Talvez, o que possa fazer sentido nos citados discursos seja a defesa de regiões outrora empobrecidas como o Norte Fluminense, ou o semi-árido do Rio Grande do Norte; somente assim seria

---

[159] O leitor não deve confundir a questão da distribuição vertical das rendas petrolíferas, a qual é interpretada como problemática por este estudo, na medida que retira do órgãos central recursos para a implementação de políticas macro de promoção da justiça intergeracional, com a questão da distribuição horizontal.

[160] Produção Nacional de Óleo Condensado e LGN. Retirado de www.petrobras.com.br (acessado em 28/12/2003).

possível tratar com seriedade a defesa dos *royalties* enquanto um instrumento de compensação das desigualdades regionais da distribuição da riqueza no país.

Na hipótese de permanecerem por um tempo duradouro as regras atuais de repartição das rendas petrolíferas, a desconcentração espacial destes recursos dependerá exclusivamente dos deslocamentos da fronteira de exploração no país. A Tabela IV.2, ao espacializar as reservas provadas de petróleo e gás, procura apresentar parâmetros para a avaliação das perspectivas de deslocamento da fronteira de produção, pois são estas reservas que indicam os futuros vetores de exploração.

Tabela IV.2 - Distribuição Espacial das Reservas Provadas de Óleo. (Milhões de Barris)

Localização	**2003**	**2002**	**2001**	**2000**	**1999**	**1998**	**1997**	**Variação (1997 a 2003)**
Bacia de Campos	9.469,9	8.449,8	7.232,7	7.213,7	7.082,0	6.362,4	6.154,4	53,9%
Outras	212,3	183,0	183,9	222,1	201,2	211,2	164,1	29,4%
Total em Mar	9.682,2	8.632,8	7.416,6	7.435,8	7.283,2	6.573,6	6.318,5	53,2%
Em Terra	930,6	924,0	905,1	852,9	798,2	783,9	787,7	18,1%
Total Brasil	**10.612,8**	**9.556,8**	**8.321,7**	**8.288,7**	**8.081,4**	**7.357,5**	**7.106,2**	**49,3%**

Fonte: Petrobras/SPE (www.petrobras.com.br)

Pela Tabela IV.2 verifica-se que as reservas da Bacia de Campos não só são expressivamente superiores às demais, como a importância daquelas vêm crescendo nos últimos anos. O crescimento de 53,9% das reservas da Bacia de Campos entre 1997 e 2003 fez com que a participação desta bacia no total nacional passasse de 86,6%, em 1997, para 89,2% em 2003. Esta distribuição espacial das reservas provadas deixa pouca esperança para um cenário de maior espraiamento espacial das rendas petrolíferas, salvo se ocorrer mudanças na norma vigente de distribuição destas receitas. Hipótese esta nada remota, dado o volume de reações, materializadas em projetos de lei modificativos do regime de distribuição dos *royalties*, contra as disparidades em termos de finanças públicas, que opõe, principalmente, municípios "produtores" (ver capítulo III) e os municípios não beneficiários das rendas petrolíferas, como será demonstrado a seguir.

Com o intuito de demonstrar os impactos relativos das rendas petrolíferas sobre as receitas orçamentárias dos entes beneficiários elaborou-se a Tabela IV.3, onde as informações

relativas aos municípios focaram os cinqüenta maiores recebedores daquelas rendas. Esta mesma tabela trata ainda da questão da concentração das rendas petrolíferas entre os entes beneficiários.

No que diz respeito à participação das rendas petrolíferas nas receitas dos beneficiários nacionais vale ressaltar a sua importância para todos os quatro ministérios, chegando, no limite superior, a representar 1/3 do orçamento do Ministério do Meio Ambiente. A importância das rendas públicas para esta última pasta atenderia, em tese, diretamente ao princípio da promoção da justiça intergeracional: seriam as rendas advindas da extração de um bem finito financiando políticas e programas de proteção e preservação do meio natural.

Com relação a distribuição entre os entes nacionais, vê-se que existe uma clara concentração de recursos no Ministério das Minas e Energia (54,2%)[161], sendo equilibrada a distribuição residual entre os três outros beneficiários nacionais. A concentração em tal ministério indica haver uma importante reinjeção setorial das rendas petrolíferas, o que, a princípio, poderia ser útil para a montagem de um fundo de fomento em pesquisa e desenvolvimento na área de fontes alternativas de energia, contudo, o que se observa é uma vinculação legas destes recursos do Ministério das Minas e Energia para o "financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP." (Lei 9.478/97, art. 50, § 2º).

[161] Estas receitas do Ministério das Minas e Energia advêm das participações especiais, ou seja, de parte dos lucros extraordinários gerados nos campos de elevada produção e rentabilidade.

Tabela IV.3 - Distribuição das Rendas Petrolíferas: participação de cada beneficiário no total pago à cada esfera governamental e participação das rendas nas receitas totais de cada beneficiário, 2003. (R$ correntes) (continua)

Beneficiários			Total das Rendas Petrolíferas (Royalties + Participações Especiais)	Participação no Total Pago à Cada Esfera Governamental		Receitas Total do Beneficiário (Execução Orçamentária da União, Estados e Municípios)	Participação das Rendas Petrolíferas na Receita Total do Beneficiário
				Participação Relativa	Participação Acumulada		
Ministério das Minas e Energia			1.998.974.000,00	54,2%	54,2%	10.550.000.000,00	18,9%
Comando da Marinha			644.705.207,56	17,5%	71,7%	6.617.647.000,00	9,7%
Ministério da Ciência e Tecnologia			541.526.524,36	14,7%	86,4%	3.451.735.000,00	15,7%
Ministério do Meio Ambiente			499.734.400,00	13,6%	100,0%	1.502.517.000,00	33,3%
Total União			**3.684.940.131,92**	100,0%			
			-				
Rio de Janeiro			2.869.041.089,66	84,1%	84,1%	24.392.821.768,53	11,8%
Rio Grande do Norte			148.478.114,14	4,4%	88,4%	2.661.200.069,46	5,6%
Bahia			114.992.895,59	3,4%	91,8%	10.913.916.351,33	1,1%
Amazonas			112.244.836,67	3,3%	95,1%	3.757.292.662,54	3,0%
Espírito Santo			67.658.435,24	2,0%	97,1%	4.929.918.539,38	1,4%
Sergipe			55.525.782,13	1,6%	98,7%	2.099.526.507,36	2,6%
Alagoas			23.036.530,39	0,7%	99,4%	2.304.446.626,11	1,0%
Ceara			14.153.663,74	0,4%	99,8%	6.418.190.276,00	0,2%
São Paulo			4.000.068,61	0,1%	99,9%	57.966.316.827,78	0,0%
Paraná			3.016.769,17	0,1%	100,0%	10.805.327.556,99	0,0%
Total Estados			**3.412.148.185,34**	100,0%			
1	Campos dos Goytacazes* B68	RJ	475.182.177,54	24,3%	24,3%	465.000.000,00	102,2%
2	Macae	RJ	256.136.554,11	13,1%	37,4%	528.712.592,06	48,4%
3	Rio das Ostras	RJ	201.942.934,33	10,3%	47,7%	333.766.420,03	60,5%
4	Cabo Frio	RJ	87.556.221,75	4,5%	52,1%	225.011.293,61	38,9%
5	Quissama	RJ	63.064.726,98	3,2%	55,4%	128.316.328,13	49,1%

Tabela IV.3 - Distribuição das Rendas Petrolíferas: participação de cada beneficiário no total pago à cada esfera governamental e participação das rendas nas receitas totais de cada beneficiário, 2003. (R$ correntes) (continuação)

6	Sao Sebastiao	SP	34.223.922,26	1,7%	57,1%	192.133.296,00	17,8%
7	Armacao dos Buzios	RJ	36.247.341,45	1,9%	59,0%	76.609.254,84	47,3%
8	Coari	AM	34.169.389,00	1,7%	60,7%	56.944.510,97	60,0%
9	Sao Joao da Barra*	RJ	30.695.016,17	1,6%	62,3%	53.000.000,00	57,9%
10	Casimiro de Abreu	RJ	32.072.939,22	1,6%	63,9%	79.748.195,02	40,2%
11	Carapebus	RJ	24.245.167,22	1,2%	65,2%	44.476.244,64	54,5%
12	Linhares	ES	17.171.747,98	0,9%	66,0%	97.853.853,64	17,5%
13	Macau	RN	16.665.733,51	0,9%	66,9%	33.803.596,59	49,3%
14	Guamare	RN	16.337.691,76	0,8%	67,7%	31.110.477,44	52,5%
15	Madre de deus	BA	15.901.413,33	0,8%	68,5%	61.105.921,93	26,0%
16	Mossoro	RN	17.961.144,63	0,9%	69,5%	139.115.108,20	12,9%
17	Rio de Janeiro	RJ	14.776.464,85	0,8%	70,2%	6.768.435.738,93	0,2%
18	Sao Mateus	ES	14.750.064,56	0,8%	71,0%	66.419.714,00	22,2%
19	Aracaju	SE	14.694.080,79	0,8%	71,7%	354.386.888,77	4,1%
20	Sao Francisco do Sul	SC	14.168.866,82	0,7%	72,4%	55.580.698,36	25,5%
21	Duque de Caxias	RJ	13.224.838,28	0,7%	73,1%	531.013.902,06	2,5%
22	Bertioga	SP	13.125.666,44	0,7%	73,8%	89.133.993,03	14,7%
23	Angra dos Reis	RJ	13.017.066,52	0,7%	74,4%	185.984.139,25	7,0%
24	Pojuca	BA	12.315.587,09	0,6%	75,1%	39.803.664,79	30,9%
25	Sao Francisco do Conde	BA	12.226.920,27	0,6%	75,7%	137.255.255,13	8,9%
26	Mage	RJ	11.920.566,13	0,6%	76,3%	94.353.468,77	12,6%
27	Caraguatatuba*	SP	11.916.059,46	0,6%	76,9%	93.952.700,00	12,7%
28	Ilhabela	SP	11.916.059,46	0,6%	77,5%	37.522.705,83	31,8%
29	Pirambu	SE	11.056.231,96	0,6%	78,1%	16.767.211,00	65,9%
30	Coruripe	AL	10.477.193,07	0,5%	78,6%	45.036.109,02	23,3%
31	Tramandai	RS	10.351.813,89	0,5%	79,2%	42.332.531,00	24,5%
32	Areia Branca	RN	10.621.337,27	0,5%	79,7%	26.968.020,27	39,4%
33	Guapimirim	RJ	9.964.157,88	0,5%	80,2%	34.931.421,20	28,5%

Tabela IV.3 - Distribuição das Rendas Petrolíferas: participação de cada beneficiário no total pago à cada esfera governamental e participação das rendas nas receitas totais de cada beneficiário, 2003. (R$ correntes) (conclusão)

34	Cachoeiras de Macacu	RJ	9.129.905,06	0,5%	80,7%	36.853.894,89	24,8%
35	Silva Jardim	RJ	8.477.768,99	0,4%	81,1%	29.813.828,27	28,4%
36	Jaguare	ES	9.465.185,42	0,5%	81,6%	29.094.558,00	32,5%
37	Manaus	AM	8.014.309,83	0,4%	82,0%	877.939.959,75	0,9%
38	Japaratuba	SE	6.043.100,41	0,3%	82,3%	17.914.377,29	33,7%
39	Nova Friburgo	RJ	6.025.211,73	0,3%	82,6%	127.267.263,76	4,7%
40	Petropolis	RJ	6.025.211,73	0,3%	82,9%	273.349.838,00	2,2%
41	Teresopolis	RJ	5.874.581,45	0,3%	83,2%	119.071.096,13	4,9%
42	Carmopolis	SE	5.742.992,20	0,3%	83,5%	17.008.828,60	33,8%
43	Esplanada	BA	5.686.722,42	0,3%	83,8%	24.320.020,35	23,4%
44	Araruama*	RJ	5.422.690,57	0,3%	84,1%	67.836.100,00	8,0%
45	Itaperuna	RJ	5.422.690,57	0,3%	84,4%	69.685.297,61	7,8%
46	Aracati	CE	5.036.747,50	0,3%	84,6%	33.933.629,94	14,8%
47	Sao Pedro da Aldeia	RJ	4.970.799,68	0,3%	84,9%	45.625.460,19	10,9%
48	Imbe	RS	4.823.373,23	0,2%	85,1%	n/d	n/d
49	Rio Bonito	RJ	4.820.169,38	0,2%	85,4%	50.039.177,01	9,6%
50	Saquarema	RJ	4.820.169,38	0,2%	85,6%	45.599.503,53	10,6%
Demais (740) Municípios			281.690.661,82	14,4%	100,0%		
Total Municípios			1.957.589.387,35	100,0%			

Fonte: ANP, STN (Execução Orçamentária da União, Estados e Municípios) e Orçamentos Municpais.

*Municípios que em 2003 não enviaram informações para a Secretaria do Tesouro Nacional. Neste caso as informações de receita foram retiradas dos orçamentos municipais. Para Campos dos Goytacazes, a relação rendas petrolíferas / receita total foi > 1 devido aos valores subestimados de seu orçamento municipal para 2003.

▲Para Campos dos Goytacazes, a relação rendas petrolíferas / receita total foi > 1 devido aos valores subestimados de seu orçamento municipal para 2003. Para 2005 o orçamento de Campos foi estimado em R$ 800 milhões.

As receitas destinadas ao Ministério de Ciência e Tecnologia, originalmente, estavam reservadas ao financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, de acordo com a Lei do Petróleo e seu decreto regulamentador[162], onde aparece uma destinação mínima de 40% para projetos de universidades e centros de pesquisa das regiões NO, NE e CO. Como foi discutido no capítulo anterior, trata-se da utilização dos *royalties* como um instrumento de distribuição regional da riqueza, o que, embora não atenda diretamente ao interesse de promover a justiça intergeracional, pode contribuir para um país menos desigual em termos da distribuição espacial da riqueza, sem contar que minimiza a elevada concentração regional das rendas petrolíferas, como visto anteriormente.

Com relação aos estados beneficiários, os impactos mais significativos se manifestam no Rio de Janeiro e no Rio Grande do Norte, onde a participação das rendas petrolíferas na receita total destes entes foi de, respectivamente, 11,8% e 5,6%. Guiando-se pelo Balanço dos Estados - 2003, da Secretaria do Tesouro Nacional (2003), é possível extrair um vasto conjunto de parâmetros para avaliar a importância das rendas petrolíferas para estes estados petrolíferos. O Rio de Janeiro, por exemplo, cujas rendas petrolíferas representaram 11,8% das receitas orçamentárias totais de 2003, destinou neste mesmo ano: 3,15% de suas receitas para rubrica *investimento* e 7,25% para o pagamento de juros e encargos da sua dívida. Vê-se, deste modo, que as rendas petrolíferas cobriram no ano de 2003 a totalidade das despesas com investimentos e com juros das dívidas do Estado do Rio de Janeiro.

Quanto à distribuição das rendas petrolíferas entre as unidades da federação, observa-se a nítida supremacia do Estado do Rio de Janeiro, detendo 84,1% destas receitas, valor ligeiramente superior à participação do volume de petróleo extraído na Bacia de Campos na produção nacional, que foi em 2003 de 81,3%. Voltando-se à Tabela IV.1 verifica-se que esta concentração deve-se, sobretudo, à distribuição das participações especiais, quase exclusivamente destinada ao Estado do Rio de Janeiro. Já a distribuição dos *royalties*

---

[162] Como visto na seção III.4 parte das receitas dos *royalties* destinada a este ministério e ao Ministério das Minas e Energia foram desvinculadas destes propósitos originais.

destinada a este mesmo estado em 2003 foi de 68,0% do total reservado às unidades da federação. Verifica-se, portanto, que esta concentração no estado do Rio de Janeiro possui um importante componente errático, já que as participações especiais são dependentes do lucro auferido naqueles campos petrolíferos de alta produção ou rentabilidade.

Quanto ao repasse às esferas locais, deve-se registrar que, em 2003, cerca de 790 municípios ocupavam a condição de beneficiários diretos[163] das rendas petrolíferas. Os valores repassados aos municípios, diferente das esferas superiores de governo, são extremamente díspares. Entre os 790 municípios recebedores de *royalties*, encontramos no limite superior, Campos dos Goytacazes (RJ), cuja receita em 2003 foi de R$ 229,7 milhões e, no extremo oposto, o município de Varzedo (BA), que recebeu em *royalties* R$ 828,09. Já as participações especiais foram distribuídas para apenas 15 municípios (também beneficiários dos *royalties*), sendo Campos dos Goytacazes novamente o destaque, com receitas de R$ 245,4 milhões em 2003, estando no limite inferior o município de Pojuca (BA), que recebeu R$ 67,5 mil neste mesmo ano.

Esta extrema variância entre as somas pagas aos municípios beneficiários reflete, como já argumentado, não só a concentração espacial da produção petrolífera, mas também às regras de distribuição, as quais definem diversas categorias para estes beneficiários. Retornando-se ao Quadro III.1, do capítulo anterior, e adicionando-se especificações normativas ainda não detalhadas neste estudo, pode-se sistematizar o conjunto de categorias para os municípios beneficiários dos *royalties*, bem como sua cota de participação no rateio, de acordo com o Quadro IV.1.

---

[163] Indiretamente, todos os municípios brasileiro são beneficiários, bem como o conjunto das unidades da federação, pois recebem as rendas petrolíferas (indiretamente) através do Fundo Especial. Doravante, será utilizado o termo municípios recebedores para fazer referência àqueles que recebem diretamente as rendas petrolíferas.

Quadro IV.1 - Sistematização das categorias dos municípios beneficiários dos *royalties* segundo legislação vigente (7.990/89 e 9.478/97) (continua)

***Royalties* = 5%**	
Lavra em Terra	**Lavra na Plataforma Continental**
Municípios produtores, em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural / **(1,0%)**	municípios confrontantes (pelos critérios das projeções ortogonais ou paralelas) com poços de petróleo e suas respectivas áreas geoeconômicas / **(1,5%)** assim subdivididos: zona de produção principal: formada pelos municípios confrontantes e o município que concentrar instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás / **(0,9%)** zona de produção secundária: formada por aqueles municípios cortados por dutos, destinados, exclusivamente, para o escoamento de óleo cru ou gás natural de uma dada área de produção petrolífera marítima / **(0,15%)** municípios limítrofes à zona de produção principal: formada pelos municípios territorialmente contíguos aos municípios da zona de produção principal e aqueles pertencentes à mesma mesorregião geográfica (do IBGE) dos municípios da zona de produção principal / **(0,45%)** obs: os *royalties* são destinados para cada um desses três grupos de municípios e rateados entre eles na razão direta da população de cada município, de acordo com tabela de coeficientes populacionais atualizada pelo IBGE.
municípios onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo e gás natural / **(0,5%)**	municípios onde se localizam instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo e gás natural / **(0,5%)**

Quadro IV.1 - Sistematização das categorias dos municípios beneficiários dos *royalties* segundo legislação vigente (7.990/89 e 9.478/97) (conclusão)

Royalties* Excedentes (> 5%)	
Lavra em Terra	**Lavra na Plataforma Continental**
municípios produtores, em cujo território é realizada a lavra de petróleo ou de gás natural / **(0,75%)**	municípios confrontantes (pelos critérios das projeções ortogonais ou paralelas) com campos de petróleo e gás natural / **(1,125%)** obs: os *royalties* são destinados para os municípios na proporção direta da produção dos campos petrolíferos inseridas no interior das projeções de cada município na plataforma continental
municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP / **(0,375%)**	municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP / **(0,375%)**

Fonte: Barbosa (2001)

* Como já demonstrado no capítulo 3, os *royalties* variam entre 5% e 10%, dependendo da alíquota dos *royalties* excedentes. Para que fosse possível apresentar o rateio dos *royalties* excedentes, definiu-se neste quadro a alíquota do *royalty* como sendo de 10%, sendo, logicamente, o *royalty* excedente igual a 5%.

Já o rateio dos 10% das participações especiais destinados aos municípios atende, simplesmente, à uma regra de proporcionalidade direta em relação a produção dos campos petrolíferos (ou parte destes) inseridos no interior das projeções dos municípios confrontantes na plataforma continental. Sejam estas projeções realizadas segundo o critério das ortogonais ou das paralelas.

A combinação destas normas de distribuição da rendas petrolíferas privilegia, portanto, de acordo com o Quadro IV.1, os municípios produtores (*onshore*) ou confrontantes (*offshore*), bem como aqueles municípios que concentram instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás. Se os municípios produtores, ou os confrontantes, obtiverem ainda a sorte de serem beneficiários de campos petrolíferas de alta rentabilidade, receberão ainda as participações especiais. Esta feliz coincidência acontece para alguns dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos, o que explica a distribuição extremamente concentrada das rendas petrolíferas entre os municípios beneficiários. Retornando-se à Tabela IV.3, verifica-se que:

- 24,3% das rendas petrolíferas devidas aos municípios destinam-se a um único município: Campos dos Goytacazes;
- os dez maiores beneficiários detêm 63,9% das rendas petrolíferas;

- os 50 maiores beneficiários detêm 85,6% das rendas petrolíferas;
- os demais 740 municípios beneficiários repartem o resíduo de 14,4% das rendas petrolíferas

A ocorrência de uma distribuição desigual das rendas petrolíferas entre os municípios não deve ser, a priori, alvo de críticas, a não ser para aqueles defensores de uma distribuição dos *royalties* entre o conjunto dos municípios brasileiros, segundo algum critério de proporcionalidade desvinculado do volume de produção de petróleo e gás. Uma distribuição que se processaria, por exemplo, via reforço do Fundo de Participação dos Municípios.

Mas, ao contrário, se houver o entendimento de que os *royalties* devem ser transferidos para a esfera local a fim de criar fundos para o desenvolvimento de políticas de promoção da justiça intergeracional, deve-se reconhecer a coerência de existirem municípios beneficiários e não beneficiário e, entre os primeiros, promover-se uma distribuição desigual das rendas petrolíferas. Uma distribuição que poderia guiar-se, por exemplo, por algum indicador da presença dos capitais petrolíferos nos municípios, pois, como argumentado no primeiro capítulo, a presença destes capitais anuncia o tamanho do esvaziamento econômico dos municípios no momento de esgotamento das jazidas petrolíferas.

Contudo, a legislação vigente associa de forma imprecisa a presença de capitais petrolíferos com o volume de *royalties* transferidos aos municípios, não sendo possível encontrar qualquer associação deste tipo nas regras de rateio das participações especiais. Com a ajuda do Quadro IV.1, verifica-se que, para o rateio dos *royalties*, a referida associação dá-se nos seguintes casos:

i) Municípios <u>onde se localizam</u> instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, sejam estes produzidos em terra ou na plataforma continental. Para estes municípios garante-se 10% da alíquota mínima dos *royalties* (=5%).

A legislação definiu cinco tipos possíveis de instalações de embarque ou desembarque, sendo os quatro primeiros relativos à produção marítima: as monobóias, os quadros de bóias múltiplas; os píeres de atracação, os cais acostáveis e as estações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural.

A partilha dos *royalties* entre esses municípios se realiza em partes iguais, independente do volume de petróleo e gás (des)embarcado em cada município, bastando que neles esteja localizada[164] pelo menos uma das instalações citadas anteriormente. É importante frisar que o rateio aqui leva em consideração a produção nacional, segundo a origem da produção, se em terra ou em mar. Em 2001, segundo Barbosa (2001), existiam somente 15 municípios brasileiros com instalações marítimas de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. Cada um destes receberia, portanto, 1/15 da alíquota (0,5%) destinada aos municípios com instalações de embarque e desembarque, incidentes sobre o total da produção nacional em mar. Em terra existiam 57 municípios com aquelas instalações, rateando estes 1/57 da alíquota de 0,5%, incidente sobre o total da produção em terra.

ii) municípios <u>que sejam afetados</u> pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP. A estes municípios é garantida a alíquota de 7,5% sobre os *royalties* excedentes (> 5%).

Observa-se pelo termo sublinhado que a Lei do Petróleo preferiu ampliar esta categoria de beneficiários, quando se trata do rateio dos *royalties* excedentes. Os municípios com instalações são os mesmos já descritos no caso i, contudo, surge uma nova categoria, a dos municípios secundários, situados no entorno das instalações, segundo definição da ANP[165]. Mas há ainda outra mudança em relação ao caso i, pois neste presente rateio é levado em consideração o volume de petróleo ou gás (des)embarcado.

---

[164] Uma monobóia e um quadro de bóias múltiplas são considerados pertencentes a um determinado município quando estão diretamente conectados a estes.

[165] Os municípios com instalações detêm 40% dos *royalties*, sendo os 60% restantes rateados entre os municípios secundários.

iii) o terceiro caso de associação entre a presença de capitais e o volume de *royalties* se refere a condição de municípios produtores terrestres, detentores da alíquota de 1,0% dos *royalties*;

iv) por fim, a última categoria de associação é aquela que garante 1/3 da alíquota dos *royalties* (0,9%) devida aos municípios da zona de produção principal (*offshore*) àquele município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás, segundo critérios definidos pela ANP. Na Bacia de Campos, por exemplo, o município que ocupa esta posição é Macaé.

Nestes quatro casos há, de fato, uma reserva de *royalties* para municípios com a presença física de capitais petrolíferos, contudo, não há em nenhum deles uma forma razoável de associar a magnitude destes capitais com o volume repassado em *royalties* às esferas locais de governo. No primeiro e segundo caso, basta que o município seja palco de alguma das listadas instalações de embarque e desembarque para ele participar de um rateio, em partes iguais, de uma alíquota incidente sobre a produção nacional de petróleo em mar ou em terra. No terceiro caso, existe uma proporcionalidade, mas em relação ao volume de petróleo ou gás movimentado, e não, precisamente, em relação a efetiva presença de capitais voltados para o segmento de E-P. No último caso, elege-se o município que concentra instalações industriais específicas de uma determinada zona de produção, reservando-se a ele 1/3 da parcela destinada à zona de produção principal, independente do grau de concentração destas instalações.

Afora estas particulares inobservâncias, em nenhum dos casos de associação entre a presença de capitais petrolíferos e o volume de *royalties* transferidos aos municípios há quaisquer considerações sobre a disposição espacial das firmas que atendem direta ou indiretamente ao segmento de E-P. Para o rateio dos *royalties* é considerada a disposição espacial das instalações de embarque e desembarque, bem como as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás. Portanto, as regras de rateio vigentes não estão atentas às possíveis diferenças em termos da ocupação das áreas de produção ou escoamento de petróleo e gás natural. Estas áreas

podem ser verdadeiros enclaves econômicos ou áreas, de fato, dinamizadas pelo segmento de E-P.

Do estudo de Alexandre (2003) pôde-se extrair interessantes ilustrações sobre a ocorrência de enclaves petrolíferos no Rio Grande do Norte, conforme figuras abaixo. Estas ilustrações sobre a possibilidade de ocorrer a exploração em regime de enclave devem ser confrontadas com a experiência oposta da cidade de Macaé, onde está presente um conjunto expressivo de firmas produtoras de bens e serviços da cadeia produtiva do segmento petrolífero[166].

Figura IV.1 - Extração de petróleo no semi árido do Rio Grande do Norte.

Fonte: Alexandre (2003: 103)

> "A figura (...) mostra a Estação Coletora e Compressora de petróleo no campo de Livramento, no Município de Caraúbas/RN. A cena identifica a convivência da

[166] Para uma análise da concentração espacial das firmas integradas à cadeia produtiva do petróleo no Estado do Rio de Janeiro ver o trabalho de Terra (2004), que, ao utilizar-se da construção dos qüocientes locacionais, evidencia a intensa presença de capitais petrolíferos no município de Macaé.

> tecnologia avançada da indústria do petróleo, em uma área de pobreza, simbolizada pela presença dos jegues." (IBID: 103)

Já a Figura IV.2 ilustra uma paisagem, quase desértica, onde se processa a extração de petróleo através de "cavalos-de-pau" em região litorânea de dunas, localizada no distrito de Diogo Lopes, Município de Macau/RN.

As fragilidades das regras de associação entre a presença de capitais petrolíferos e o volume de *royalties* transferidos aos municípios, contudo, não pode esconder uma fragilidade ainda maior, qual seja, a de que na produção *offshore* a maior parte dos *royalties* e a totalidade das participações especiais são transferidas aos municípios segundo um critério simplesmente físico.

Como visto no capítulo anterior, as projeções ortogonais na plataforma continental de um determinado município garantem, geometricamente, que os poços no interior destas projeções estejam realmente mais próximos deste município do que qualquer outro. Mas o *estar mais próximo* nada diz sobre a presença de capitais petrolíferos nestes municípios. Já as projeções paralelas (à Linha do Equador) dos municípios litorâneos, nem mesmo garantem a maior proximidade do município confrontante com o poço confrontado. Trata-se, simplesmente, como defendido no terceiro capítulo, de uma conquista política dos defensores destes municípios ("bem representados") nas casas legislativas nacionais.

Figura IV.2 - Extração de petróleo no litoral do Rio Grande do Norte

Fonte: Alexandre (2003: 104)

É a presença deste determinismo físico nas regras de rateio das rendas petrolíferas a mais importante fragilidade das regras de rateio destas receitas. Como uma importante parcela dos *royalties* e a totalidade das participações especiais estão sendo distribuídas segundo os referidos conceitos de confrontação, abre-se mão de uma regra atenta à necessidade de promover-se de forma mais equilibrada a distribuição de fundos para a promoção da justiça intergeracional. A idéia de desequilíbrio aqui enfatizada traz, primeiramente, a preocupação com uma exagerada alocação destas rendas à esfera local, o que representa um custo de oportunidade de diminuir a oferta de fundos para esferas de governo superiores para o fomento de políticas macro espaciais e/ou de mais longo prazo para a promoção da justiça intergeracional. Em segundo lugar, a idéia de desequilíbrio quer evidenciar que as regras vigentes de rateio das rendas petrolíferas não estão atentas a efetiva presença dos capitais petrolíferos no território, mas sim estão reféns de um vigoroso determinismo físico: recebe mais rendas petrolíferas aqueles municípios com a *sorte geográfica* de possuírem campos

petrolíferos (de preferência de alta rentabilidade) no interior de suas projeções na plataforma continental.

Esta *sorte geográfica* resulta em importantes impactos sobre as finanças dos municípios maiores recebedores das rendas petrolíferas, conforme pode ser visto na Tabela IV.3, acima. Entre os cinqüenta maiores beneficiários das rendas petrolíferas encontram-se municípios para os quais estas rendas representam mais do que a metade de suas receitas correntes: Pirambú - SE (65,9%), Rio das Ostras - RJ (60,5%), Coari - AM (60,0%), São João da Barra (57,9%), Carapebus - RJ (54,5%) e Guamaré - RN (52,5%).

Para avançar esta análise sobre a participação das rendas petrolíferas nas receitas municipais toma-se como referência o comprometimento médio das prefeituras brasileiras com despesas de investimento, que fora de 10,5% das receitas correntes para o período 1998/2003, segundo estudo da Secretaria do Tesouro Nacional (*Perfil e Evolução das Finanças Municipais 1998-2003*). Com este parâmetro sobre a capacidade média de investimento das prefeituras brasileiras é possível obter uma visão geral sobre os impactos das rendas petrolíferas sobre as receitas dos municípios beneficiários.

A Tabela IV.4 mostra a importância relativa das rendas petrolíferas entre os 729 municípios (de um total de 790 beneficiários em 2003) para os quais foi possível obter as informações da STN[167]. As linhas mais extremas desta tabela indicam que: i) para 13,3% dos municípios beneficiários as rendas petrolíferas representam uma capacidade de investimento dobrada, em relação à média nacional; ii) para 3/4 dos beneficiários as rendas petrolíferas não atingem o percentual de 1% das receitas totais municipais.

Tabela IV.4 - Participação Relativa das Rendas Petrolíferas no Total das Receitas Correntes dos Municípios Beneficiários, 2003.

---

[167] Os demais municípios não enviaram as informações relativas a execução orçamentária de 2003 para a STN. Para três municípios que não enviaram informações à STN, foi possível obter as informações relativas as receitas orçamentárias, as quais podem estar severamente subestimadas (vide o caso de Campos dos Goytacazes na Tabela IV.3).

Rendas Petrolíferas / Receita Total	Freqüência	
	Absoluta	**Relativa**
> 10,5%	97	13,3%
entre 5,0% e 10,5%	23	3,2%
entre 1,0% e 4,9%	67	9,2%
< 1,0%	542	74,3%
Total	729	100,0%

Fonte: ANP e STN.

Da Tabela IV.4 se extrai que o nível de dependência dos municípios beneficiários em relação às rendas petrolíferas se manifesta em diferentes magnitudes, contudo, não pode ser visto como regra geral. Na verdade, a grande maioria destes beneficiários pouco seria impactada pela suspensão do pagamento das rendas petrolíferas aos municípios. Aliás, para muitos destes poderia até mesmo ser vantajosa a eliminação do benefício direto aos entes municipais, na hipótese do Fundo Especial (que redistribui as rendas petrolíferas entre todos os entes subnacionais) absorver a parcela das rendas petrolíferas que hoje se destina aos governos locais.

Uma forma alternativa de investigar a importância das rendas petrolíferas para as finanças dos municípios que lideram a lista dos beneficiários é através da confrontação de suas receitas *per capita* com a situação média nacional. Utilizando-se da mesma base da STN, buscou-se, através da Tabela IV.5*a* e *b*, ilustrar a distância, em termos de aperto orçamentário, existente entre estes duas classes de municípios: os municípios aquinhoados pelas rendas petrolíferas (os cinqüenta maiores recebedores de rendas petrolíferas) e os não aquinhoados (reunindo neste grupo os beneficiários das rendas petrolíferas posicionados abaixo do qüinquagésimo maior recebedor e os não-beneficiários). Com intuito de minimizar a variância das rendas *per capita* municipais, buscou-se um controle mínimo desta comparação, através da incorporação das dimensões espacial (macro-regional) e escalar (tamanho populacional) dos municípios.

Tabela IV.5*a* - Receitas correntes municipais *per capita*, segundo região e tamanho populacional. Conjunto dos municípios brasileiros (respondentes à STN), 2003. (R$) *

Região / População	Norte		Nordeste		Sudeste		Sul		Centro-Oeste		Freq. Total
	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	
< 20.000	722,44	245	621,06	1056	917,81	1053	1.034,79	931	1.055,16	315	3600
[20.000;50.000[	474,16	82	445,58	354	714,78	257	734,61	127	676,28	57	877
[50.000;100.000[	526,66	24	408,52	88	803,68	95	664,26	54	632,44	17	278
[100.000;250.000[	555,10	8	487,36	29	864,17	59	762,85	26	583,29	7	129
[250.000;500.000[	461,28	5	370,21	7	751,51	28	859,04	12	441,98	2	54
[500.000;1.000.000]	-	0	542,25	6	837,14	11	-	0	782,34	2	19
> 1.000.000	543,93	1	606,45	3	935,83	3	1.265,99	2	810,32	1	10
Total		365		1543		1506		1152		401	4967

Fonte: STN

* População de 2003 (estimativa da STN).

Tabela IV.5b - Receitas correntes municipais per capita, segundo região e tamanho populacional. Cinqüenta maiores beneficiários das rendas petrolíferas, 2003. (R$) *

Região / População	Norte		Nordeste		Sudeste		Sul		Centro-Oeste		Freq. Total
	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	Média	Freq.	
< 20.000	-	-	2.708,53	5	5.852,46	3	n/d	1	-	0	9
[20.000;50.000[	-	-	1.806,44	6	2.770,19	8	1.449,38	2	-	0	16
[50.000;100.000[	779,26	1	535,92	1	1.059,04	9	-	0	-	0	11
[100.000;250.000[	-	-	637,03	1	1.388,97	7	-	0	-	0	8
[250.000;500.000[	-	-	747,67	1	1.030,44	2	-	0	-	0	3
[500.000;1.000.000]	-	-	-	0	665,35	1	-	0	-	0	1
> 1.000.000	589,69	1	-	0	1.139,99	1	-	0	-	0	2
Total		2		14		31		3		0	50

Fonte: STN

* População de 2003 (estimativa da STN).

O confronto entre as duas últimas tabelas evidencia que os cinqüenta maiores recebedores de rendas petrolíferas, como regra geral, possuem orçamentos mais confortáveis do que a média nacional, mesmo levando-se em conta as diferenças regionais e de tamanho populacional dos municípios. Esta diferença, ligeira em alguns casos, pode atingir até 6,4 vezes a média dos municípios pequenos (< 20.000 hab.) do Sudeste, ou 4,4 vezes a média dos pequenos municípios nordestinos.

Estas disparidades das receitas *per capita* ganham maior relevância quando se observam os valores individuais dos maiores beneficiados e também quando se constata que muitos destes estão situados na mesma região - muitos destes municípios sendo territorialmente contíguos. A Tabela IV.6 expõe as maiores receitas municipais *per capita* do país, identificando (para que se possa realizar uma comparação com as Tabelas IV.5*a* e *b*) suas localizações e seus tamanhos populacionais. Percebe-se ainda por esta tabela que entre os cinqüenta municípios com as maiores receitas *per capita* do país estão dezessete dos beneficiários das rendas petrolíferas (destacados com a fonte em branco e o fundo em cinza).

No que diz respeito à concentração espacial da rendas petrolíferas, observa-se pela Tabela IV.6 a presença de sete municípios do Estado do Rio de Janeiro que estão territorialmente contíguos, ou muito próximos, a saber, na direção norte-sul: São João da Barra, Quissamã, Carapebus, Macaé, Rio das Ostras, Casimiro de Abreu e Armação de Búzios. Estes sete municípios, somados à Campos dos Goytacazes e Cabo Frio, estão reunidos sob a sigla da Ompetro (Organização dos Municípios Produtores de Petróleo), constituída pelo seleto grupo que compõe a Zona de Produção Principal da Bacia de Campos[168]. Esta mesma concentração espacial das rendas petrolíferas acontece também em outros estados, embora em menor escala, como, por exemplo: no Rio Grande do Norte, com a vizinhança dos municípios de Guamaré e Galinhos e na Bahia, com a proximidade de Madre de Deus e São Francisco do Conde.

[168] Para uma análise sobre a atuação da OMPETRO ver Piquet (2003b).

Tabela IV.6 - Maiores receitas per capita municipais do país, 2003.

MUNICÍPIO	UF	População (2003)	Rec. Correntes (R$)	Rec Correntes / Pop. (R$)
QUISSAMA	RJ	14.349	128.316.328,13	8.942,53
PAULINIA	SP	54.402	461.174.961,00	8.477,17
RIO DAS OSTRAS	RJ	40.248	333.766.420,03	8.292,75
SAO FRANCISCO DO CONDE	BA	27.554	137.255.255,13	4.981,32
ITAIPULANDIA	PR	7.395	36.820.687,52	4.979,13
SANTO ANTONIO DO LESTE	MT	1.975	9.648.483,14	4.885,31
MADRE DE DEUS	BA	12.636	61.105.921,93	4.835,86
CARAPEBUS	RJ	9.365	44.476.244,64	4.749,20
SANTA CRUZ DO XINGU	MT	1.166	5.156.614,64	4.422,48
SANTA RITA DO TRIVELATO	MT	1.350	5.494.282,00	4.069,84
ARMACAO DOS BUZIOS	RJ	19.818	76.609.254,84	3.865,64
MACAE	RJ	140.466	528.712.592,06	3.763,99
BORA	SP	804	2.936.807,00	3.652,75
SANTA HELENA	PR	20.834	76.026.121,00	3.649,14
LAGOA SANTA	GO	933	3.393.624,94	3.637,33
NOVA CASTILHO	SP	1.003	3.641.640,90	3.630,75
GUAMARE	RN	8.584	31.110.477,44	3.624,24
PATO BRAGADO	PR	4.157	14.855.755,00	3.573,67
AGUAS DE SAO PEDRO	SP	1.922	6.848.972,00	3.563,46
LUIS ANTONIO	SP	7.438	26.285.512,11	3.533,95
ENTRE RIOS DO OESTE	PR	3.413	11.642.314,63	3.411,17
CASIMIRO DE ABREU	RJ	23.526	79.748.195,02	3.389,79
SERRA DA SAUDADE	MG	877	2.905.580,00	3.313,09
CARNEIRINHO	MG	8.722	28.109.617,00	3.222,84
ANHANGUERA	GO	900	2.831.660,00	3.146,29
CHAPADAO DO CEU	GO	4.222	13.224.931,84	3.132,39
SAO SEBASTIAO	SP	63.119	192.133.296,00	3.043,99
ZACARIAS	SP	1.944	5.713.049,05	2.938,81
CAMPOS DE JULIO	MT	3.285	9.596.456,52	2.921,30
ARAPORA	MG	5.506	15.155.665,43	2.752,57
ANDRE DA ROCHA	RS	1.127	3.086.303,65	2.738,51
CUBATAO	SP	111.922	305.259.094,60	2.727,43
GALINHOS	RN	1.873	5.058.311,21	2.700,65
ARAUCARIA	PR	101.106	268.266.000,00	2.653,31
SAO CAETANO DO SUL	SP	138.190	366.169.174,29	2.649,75
BERTIOGA	SP	33.946	89.133.993,03	2.625,76
SANDOVALINA	SP	3.233	8.450.368,60	2.613,79
ALCINOPOLIS	MS	3.165	8.247.141,90	2.605,73
RIO QUENTE	GO	2.362	6.107.048,49	2.585,54
SAO JOAO DA BARRA*	RJ	**21.258**	**53.000.000,00**	2.493,20
TAPIRA	MG	3.401	8.462.809,36	2.488,33
FERNAO	SP	1.378	3.413.982,64	2.477,49
JAGUARIUNA	SP	31.072	76.952.192,00	2.476,58
ALTO TAQUARI	MT	4.784	11.792.693,81	2.465,03
SAO VENDELINO	RS	1.729	4.260.246,00	2.463,99
PIRAI	RJ	22.757	56.004.215,14	2.460,97
BENTO DE ABREU	SP	2.393	5.688.556,14	2.377,17
TRABIJU	SP	1.407	3.300.981,17	2.346,11
BOA VISTA DO SUL	RS	2.859	6.699.452,29	2.343,29
URU	SP	1.416	3.258.229,85	2.301,01

Fonte: STN.

* A receita de São João da Barra foi obtida a partir do orçamento municipal, pois as informações deste município não constava da base da STN.

Esta concentração de novos municípios ricos, muitas vezes avizinhados por regiões empobrecidas reflete uma outra ordem de problemas. Com a manutenção da forma atual de distribuição das rendas petrolíferas entre os municípios, a continuidade da atividade de exploração de petróleo em nossa plataforma continental, com duração estimada de pelo menos três décadas, poderá forjar a configuração de novos centros regionais ou mesmo novas metrópoles sujeitas às velhas mazelas de nosso histórico de urbanização: como a hiperconcentração espacial de pessoas e capitais, os hiperdeslocamentos casa-trabalho, violência urbana, poluição atmosférica, entre outras. Seria uma grande perda de oportunidade, portanto, o Estado fechar-se ao debate sobre os efeitos de polarização subjacentes a distribuição das rendas petrolíferas no Brasil, sob o risco de ter que retornar ao tema como indutor de políticas compensatórias.

Como contribuição para este debate, vale sintetizar que a distribuição das rendas públicas petrolíferas entre os municípios foi ao longo desta seção caracterizada como concentradora espacial de riqueza. Na raiz desta concentração encontra-se a principal fragilidade da norma de distribuição dos *royalties* e participações especiais, qual seja, a de ser refém de um determinismo físico que privilegia critérios de confrontação com os campos petrolíferos (no caso da produção *offshore*) antes de valorizar a efetiva presença dos capitais do segmento de E-P no território. Além disso, como também demonstrado, quando o arcabouço legal incorpora a presença dos capitais petrolíferos como critério para rateio das rendas públicas, o faz de forma limitada.

Em parte este problema poderia ser sanado com a incorporação de indicadores mais aprimorados sobre a presença do segmento de E-P no território. Indicadores que não apenas compreenderiam as instalações de embarque e desembarque, ou instalações industriais de apoio ao setor petrolífero, mas que incorporassem um leque maior de atividades ligadas à cadeia produtiva do petróleo. Enfim, indicadores que fossem sensíveis em relação ao momento de exaustão dos recursos e que, desta forma, possibilitassem a criação de fundos proporcionais à presença de atividades do segmento de E-P nos territórios municipais.

No segundo capítulo, quando se tratava de apresentar o regime de cobrança, distribuição e aplicação dos *royalties* nos EUA, foi apresentada a experiência do Estado do Colorado (seção II.3.4.3), para a qual, para efeito de rateio da *severance tax* incidente sobre a produção petrolífera entre as esferas de governo local, o governo do Estado exigia das companhias petrolíferas um relatório sobre o local de residência de seus funcionários.

No Brasil existem duas bases estatísticas que poderiam perfeitamente subsidiar uma espécie de rateio dos *royalties* baseada na distribuição espacial da mão-de-obra setorial, a saber, os Censos Demográficos (decenais), do IBGE e os Relatórios Anuais de Informações Sociais - RAIS, do Ministério do Trabalho. A primeira base forneceria informações sobre o município de moradia da mão-de-obra alocada no segmento de E-P, a segunda possibilitaria dimensionar o município onde a mão de obra estaria alocada. Um *mix* entre as duas informações poderia, portanto, ser buscado como critério para rateio das rendas petrolíferas entre os municípios.

Tal alternativa atenderia razoavelmente ao princípio da justiça intergeracional, pois os municípios onde existe um maior número de trabalhadores (residindo e/ou trabalhando) envolvidos nas atividades de *E-P* são, justamente, aqueles com, proporcionalmente, maiores necessidades de promoverem políticas de geração de riqueza alternativa ao setor petróleo, para enfrentamento da futura escassez das jazidas.

IV.2 DISTRIBUIÇÃO DA COTA PARTE DO ICMS DO PETRÓLEO: REFORÇO À CONCENTRAÇÃO ESPACIAL DAS RENDAS PETROLÍFERAS

O impacto direto da atividade petrolífera sobre as finanças dos municípios produtores não se resume na distribuição das participações governamentais (*royalties* e participações especiais). O "caixa" dos municípios produtores de petróleo é também diretamente afetado pelo incremento das transferências de ICMS[169], embora esta seja uma questão pouco debatida.

Nesta seção será enfocado, como exemplo, a evolução recente das receitas dos municípios produtores do Norte Fluminense (a maior região petrolífera do país) referentes à transferência municipais do ICMS, a "cota parte do ICMS" como é conhecida na linguagem das finanças públicas. São duas as motivações para realização deste exercício. Em primeiro lugar servirá como forma de verificar se a lógica de distribuição da cota parte do ICMS reforça ou minimiza os efeitos de polarização da renda do setor público no interior das regiões petrolíferas. Secundariamente, este exercício fornece parâmetros para o debate sobre eventuais alterações nos critérios de distribuição das participações governamentais, uma vez que demonstra a importância complementar das receitas oriundas das cotas partes do ICMS como recursos compensatórios da atividade petrolífera.

IV.2.1 A Transferência de ICMS aos Municípios

A Constituição Federal de 1988 determina que 25% da arrecadação do Imposto estadual sobre Circulação de Mercadorias e Serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS) pertencem aos seus municípios (art. 158, IV).

---

[169] Também são significativos os impactos indiretos sobre as finanças municipais, resultantes da arrecadação sobre as atividades pertencentes à cadeia produtiva do petróleo sediadas nestes municípios, assim como a arrecadação sobre as demais atividades, incrementadas pelo efeito multiplicador da indústria do petróleo sobre a renda local.

Se assim é, necessariamente são requeridos critérios para tal transferência. A própria Constituição, avançando sobre estes critérios, define que, no mínimo, três quartos desta transferência seja proporcional ao valor adicionado gerado nos territórios municipais. Valor adicionado, por certo, gerado somente pelas operações relativas à circulação de mercadorias e nas prestações dos referidos serviços (art. 158, IV, Parágrafo Único). O restante da receita de ICMS que deve ser repassada aos municípios deverá atender ao que dispuser lei estadual. Conclusivamente, 18,75% do ICMS, no mínimo[170], devem retornar aos municípios na proporção do valor adicionado gerado em seus territórios.

Prevê ainda o texto Constitucional (art. 161) que lei complementar deverá estabelecer os critérios para definição do valor adicionado nos municípios para efeito de rateio da cota parte do ICMS. Esta determinação foi cumprida pela Lei Complementar nº 63, de 11.01.1990, que em seu art 3º estabelece:

> "§ 1º O valor adicionado corresponderá, para cada Município, ao valor das mercadorias saídas acrescido do valor das prestações de serviços, no seu território, deduzido o valor das mercadorias entradas, em cada ano civil."

Esta regra de rateio privilegia o princípio da não cumulatividade, já incorporado na própria concepção do ICMS, evitando que o valor bruto das vendas municipais fosse norteador das transferências municipais do ICMS. Basta lembrar das indústrias "*maquiladoras"* mexicanas, concentradas territorialmente, para compreender as potenciais iniqüidades inerentes a uma regra de rateio da cota parte do ICMS guiada pelo faturamento municipal e não pela geração de valor novo. É que as empresas "*maquiladoras*" são basicamente montadoras e exportadoras de bens de elevado valor agregado, embora o valor efetivamente agregado no território da empresa montadora seja diminuto. Estas considerações importam

---

[170] O mínimo de 18,75% (25%x75%) seria alcançado quando o Estado se encarrega de definir regras próprias para redistribuição de ¼ das transferências de ICMS; o máximo, de 25%, seria alcançado na hipótese do Estado manter, para os critérios de redistribuição sob sua responsabilidade, a mesma lógica de proporcionalidade em relação ao valor adicionado nos municípios.

para o bem em análise, o petróleo, cuja atividade de exploração e produção (E-P) respondeu, em 2000, por cerca de 38,4% do valor adicionado da cadeia produtiva do petróleo, incluindo aí as atividades de refino, distribuição e comercialização (Machado: 2002)

Deve-se, contudo, verificar o artifício simplificador do critério de cálculo do valor adicionado municipal para efeito de rateio do ICMS. Certamente que através da simples diferença entre as declarações das mercadorias saídas e serviços prestados e as declarações das mercadorias entradas não é possível incorporar a complexidade dos insumos produtivos. Segundo a análise de Derzi (1993), a regra de cálculo do valor adicionado municipal não adota o método da diferença, com *base real* ou *direta*, mas sim a técnica da *base financeira* ou *indireta*. Por isso:

> "(...) nem tudo o que interfere no processo econômico da produção é computado diretamente no valor adicionado. Nele terão reflexos apenas indiretos, por meio de sua incorporação ao preço-valor das mercadorias saídas, diversos insumos que não serão dedutíveis: (...), os serviços tributáveis pelo Município, os bens fora de comércio, como água etc." (DERZI, 1993, p. 204)

A opção pela operacionalidade do cálculo do valor adicionado municipal para efeito de rateio da cota parte não é, portanto, neutra em termos da capacidade de provocar desequilíbrios espaciais, apenas parcialmente compensados pela forma indireta de cômputo do valor adicionado. Não é por outro motivo que já é possível colecionar demandas judiciais de municípios que julgam-se prejudicados com este critério, como é o caso de Ibirité (MG), que requisitou à Secretaria de Estado da Fazenda de Minas Gerais, no início da década de noventa, uma elevação de seu valor adicionado, em função de estar situada em seu território a lagoa que abastece a Refinaria Gabriel Passos (Regap) da Petrobras, tomando este manancial como insumo da produção de petróleo. (Derzi: 1993)

O debate sobre a regra de cálculo do valor adicionado dos municípios para fim de rateio da cota parte do ICMS foi de extrema importância para conjunto dos municípios no contexto de reforma tributária no início do governo Luís Inácio Lula da Silva (2003), em que se

vislumbrava a criação do Imposto sobre Valor Adicionado, e, necessariamente, uma alteração nos critérios para transferência aos municípios de parcela da arrecadação estadual. Para os municípios situados nas regiões petrolíferas, ou conectados com estas através de redes produtivas e/ou comerciais, a regra de cômputo do valor adicionado é de suma importância, seja em virtude da magnitude dos recursos envolvidos, seja em função de eventuais modificações nos critérios de distribuição das participações governamentais, as quais, como defendido anteriormente, podem exigir "compensações" advindas de outros tributos.

IV.2.2 Apropriação do Valor Adicionado da Atividade de E&P pelos Municípios Produtores

Muito importa para os propósitos deste estudo ressaltar que o cálculo do valor adicionado dos municípios independe do valor de ICMS arrecadado nos municípios. Como visto anteriormente (na seção III.3) a Constituição de 1988 isenta as operações interestaduais com petróleo. Tal fato, contudo, não retira do cômputo do valor adicionado municipal a geração de valor novo da indústria petrolífera. É que a Lei Complementar nº 63/90, ao regulamentar o cálculo do valor adicionado nos municípios para efeito de distribuição da cota parte do ICMS, estabelece que:

> *"§ 2º Para efeito do cálculo do valor adicionado serão computadas:*
> *I – as operações e prestações que constituam fato gerador do imposto, mesmo quando o pagamento for antecipado ou diferido, ou quando o crédito tributário for diferido, reduzido ou excluído em virtude de isenção ou outros benefícios, incentivos ou favores fiscais;*
> *II – as operações imunes do imposto, conforme as alíneas a e b do inc. X do § 2º do art. 155 e a alínea d do inc. VI do art. 150 da Constituição Federal"*

Entre as operações imunes citadas neste inciso II, supra, estão, justamente, as operações interestaduais com petróleo. Quiseram com isso os legisladores preservar o equilíbrio fiscal

dos municípios em que se realizam atividades subsidiadas ou imunes. Ora, o argumento legítimo é que a esfera municipal tem que atender a demanda acrescida com as atividades produtivas realizadas em seu território, independente destas atividades serem ou não tributadas pela esfera estadual.

De outra forma a referida legislação evita também manobras políticas de governadores contra prefeitos desafetos, na medida em que impossibilita o esvaziamento econômico de municípios cuja base produtiva pode ser objeto de tratamento diferido pelo fisco estadual. Não seria, por certo, razoável um município especializado na produção de um determinado bem ver suas finanças se deteriorarem em função de um favorecimento fiscal dado à produção deste mesmo bem pelo poder público estadual.

Portanto, deve se ter claro, que, a insatisfação dos representantes dos municípios produtores de petróleo quanto a não incidência de ICMS nas operações interestaduais com este bem devem ser entendidas como uma demanda idêntica a de qualquer outro município de um estado exportador de petróleo. Uma vez que a fórmula de cálculo do valor adicionado incorpora a atividade petrolífera, a insatisfação dos gestores dos municípios do norte fluminense, por exemplo, não poderia, a rigor, diferir daquelas demandas oriundas da região sul fluminense, distante da atividade petrolífera.

Reclamam, no entanto, os municípios distantes da atividade petrolífera (não recebedores das participações governamentais) que o cálculo do valor adicionado vigente acaba por favorecer os municípios produtores. Esta demanda tem como fundamento o fato do valor agregado nos municípios produtores seguir uma tendência de elevação (seja em função do crescimento do volume de petróleo e gás produzidos, seja em função da elevação do preço do barril ou ainda em virtude da desvalorização cambial) sem que o Estado tenha um acréscimo proporcional de crescimento de arrecadação do ICMS, na medida que sua comercialização é imune ao referido tributo. Assim, ao crescer o valor adicionado dos municípios produtores, estes passam a deter uma maior parcela da cota parte do ICMS, a qual, por sua vez, não cresce na proporção da riqueza gerada pela atividade petrolífera no estado.

A Tabela IV.7 traz a evolução recente da participação dos municípios produtores da maior região petrolífera do país – os municípios pertencentes à Organização dos Municípios Produtores de Petróleo (OMPETRO) - na repartição da cota parte do ICMS, *vis à vis*, a participação da capital e dos demais municípios do Estado do Rio de Janeiro.

Tabela IV.7 - Índice de Participação dos Municípios (IPM) no Produto da Arrecadação do ICMS do Estado do Rio de Janeiro, Segundo Recortes Selecionados, 1997-2002[171]

Municípios	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Municípios pertencentes a OMPETRO						
Armação dos Búzios	0,18	0,20	0,23	0,25	0,30	0,40
Cabo Frio	0,94	0,94	0,98	1,10	1,40	1,90
Campos dos Goytacazes	2,78	2,74	2,78	2,99	3,74	5,02
Carapebus	0,22	0,25	0,29	0,31	0,37	0,49
Casimiro de Abreu	0,41	0,42	0,45	0,50	0,68	0,98
Macaé	1,35	1,35	1,42	1,61	2,23	3,26
Quissamã	0,61	0,62	0,67	0,76	1,07	1,64
Rio das Ostras	0,38	0,39	0,42	0,48	0,66	0,97
São Francisco de Itabapoana	0,34	0,39	0,44	0,47	0,53	0,64
São João da Barra	0,36	0,36	0,37	0,39	0,45	0,56
Total Ompetro	**7,56**	**7,66**	**8,04**	**8,86**	**11,42**	**15,87**
Município do Rio de Janeiro	40,78	40,92	41,18	41,32	39,11	35,264
Demais Municípios (RJ)	51,66	51,42	50,78	49,82	49,48	48,86
Conjunto dos Municípios (RJ)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fonte: CIDE (1997-2001), Decreto Nº 31.509, 10/07/2002, do Estado do Rio de Janeiro.

De fato a participação dos municípios produtores de petróleo no rateio total da cota parte do ICMS é crescente durante o período analisado, acompanhando o volume de produção de petróleo na Bacia de Campos, a elevação do preço do barril no mercado internacional e a desvalorização cambial, este último fator, em função da resultante elevação do valor

[171] O Índice de Participação Municipal (IPM) é calculado com base no valor adicionado, de acordo com as exigências da Constituição Federal, incorporando ainda em seu cálculo, em respeito aos dispositivos estaduais, outros atributos próprios dos municípios, tais como: população municipal, população da região à que o município pertence, área geográfica, receita própria, cota mínima e ajuste econômico. Estes últimos atributos, portanto, orientam a repartição de 25% da cota parte do ICMS, sendo o valor adicionado fiscal dos municípios responsável por 75% desta repartição.

adicionado em Reais. Entre 1997 e 2001, a participação dos municípios produtores eleva-se em 109,9% (de 7,56% para 15,87%).

Para avançar a análise sobre a concentração de recursos no interior das regiões produtoras de petróleo é preciso esclarecer como se processa o rateio do valor adicionado da atividade petrolífera entre os municípios. Para efeito de cálculo do valor adicionado municipal efetuado pela Secretaria de Estado da Fazenda do Rio de Janeiro (SEF-RJ), este órgão obriga às empresas contribuintes que declarem o município, ou municípios, que serviram como base territorial da produção, especificando, na hipótese de haver mais de um município, a participação relativa de cada um. Esta declaração é efetuada pelo preenchimento das DECLANS IPM (Declaração Anual para o IPM).

A Petrobras, em atendimento à esta exigência, rateia o valor de sua produção entre dez municípios, segundo acordo entre os prefeitos dos municípios envolvidos[172]. É por isso que nesta abordagem se inclui o município de São Francisco de Itabapoana, que, embora não sendo município confrontante com campos petrolíferos (ver seção IV.1), foi incorporado pelo referido acordo, entre os representantes municipais envolvidos e a Petrobras, na categoria de município produtor, ou seja, município que integra o conjunto das DECLANS IPM fornecidas pela Petrobras à SEF-RJ. A Tabela IV.8 apresenta o rateio do valor adicionado da atividade petrolífera (unicamente da Petrobras), para o ano base 2000, entre os municípios da OMPETRO, comparando-o com o valor adicionado total anual destes mesmos municípios, calculados pela SEF-RJ.

---

[172] O presente trabalho de pesquisa procurou o documento que formaliza o referido acordo, junto à Petrobras, OMPETRO e SEF-RJ. Embora mal sucedida esta procura, verifica-se: i) que é regular a forma de rateio do valor da produção declarado nas DECLANS IPM pela Petrobras à SEF-RJ; ii) que a SEF-RJ e a Petrobras não tem motivos para contestar este acordo, uma vez que seu formato não implica em alterações sobre, respectivamente, seus fluxos de receita e seu patrimônio

Tabela IV.8 – Valor Adicionado da Atividade Petrolífera (Petrobras) e Valor Adicionado Total, municípios pertencentes à Ompetro, ano base 2001

Municípios da Ompetro	Valor Adicionado do Petróleo Produzido na Bacia de Campos (DECLANS IPM Petrobras)		Valor Adicionado Total (SEF-RJ)	(A) / (B) %
	Abs	%		
	(A)		(B)	
Campos dos Goytacazes	2.538.217.526,61	30,3	3.163.439.465,19	80,2
Macaé	1.842.930.217,34	22,0	2.446.579.660,87	75,3
Quissamã	1.021.988.575,07	12,2	1.036.793.642,17	98,6
Cabo Frio	1.005.234.664,00	12,0	1.281.755.215,04	78,4
Casimiro de Abreu	565.444.498,50	6,7	592.357.287,69	95,5
Rio das Ostras	565.444.498,50	6,7	605.962.861,31	93,3
Carapebus	230.366.277,17	2,8	236.941.151,72	97,2
São João da Barra	230.366.277,17	2,8	269.880.734,67	85,4
São Francisco do Itabapoana	209.423.888,33	2,5	245.320.616,45	85,4
Armação de Búzios	167.539.110,67	2,0	209.835.585,44	79,8
Total	8.376.955.533,36	100,0	10.088.866.220,55	83,0

Fonte: Cálculos a partir de Ompetro e SEF-RJ.

Da presente análise quer-se destacar a importância da atividade petrolífera para as receitas municipais oriundas das transferências de ICMS. Reforça-se que, independente do fato da não incidência de ICMS sobre as operações interestaduais com petróleo, o valor adicionado da atividade de E-P responde por 83,0% do valor adicionado total dos municípios produtores de petróleo. Um peso que afeta diretamente o cálculo dos Índices de Participação Municipal (IPM) que servem para o rateio de ¾ da cota parte do ICMS.

Nota-se que para os municípios de menor porte e/ou de pequena base produtiva, o valor adicionado da E-P representa quase a totalidade do valor adicionado destes municípios, como é o caso dos municípios de Quissamã e Carepebus. Mas também para os municípios de maior porte, com base produtiva mais larga, inclusive derivada do efeito multiplicador da atividade petrolífera sobre a cadeia produtiva local, o valor adicionado relativo à E-P corresponde a mais de ¾ do valor adicionado total, como para Macaé, Campos dos Goytacazes e para as cidades turísticas de Cabo Frio e Armação de Búzios.

Desagregando os municípios fluminenses segundo seu porte populacional (Tabela IV.9), que serve como uma *proxy* para sua base produtiva, pode-se verificar a distância entre os valores adicionais médios dos municípios fluminenses produtores e não produtores. Observa-se ainda a heterogeneidade entre estas diferenças (proporcionais ao tamanho populacional destes municípios) que pode chegar a 26 vezes, para o caso de Quissamã, ou de aproximadamente 1,6 vezes para os municípios de Cabo Frio e Campos dos Goytacazes.

Tabela IV.9 – Comparação Entre o Valor Adicionado Total (ano base 2001) dos Municípios Fluminenses Produtores e Não Produtores de Petróleo, Segundo Classes de Tamanho

Classe de Municípios (Pop. 2000)	**Número de Municípios nas Classes**	**Valor Adicionado 2001 (R$)**		**(B) / (A)**
		Média Ponderada da Classe (exceto municípios da Ompetro)	**Valor Adicionado Total (Municípios pertencentes à Ompetro)**	
		(A)	**(B)**	
Até 20.000	31	39.465.513,64		
Municípios da Ompetro	3			
Armação dos Búzios			209.835.585,44	5,32
Quissamã			1.036.793.642,17	26,27
Carapebus			236.941.151,72	6,00
Entre 20.000 e 50.000	21	71.616.552,57		
Municípios da Ompetro	4			
Rio das Ostras			605.962.861,31	8,46
Casimiro de Abreu			592.357.287,69	8,27
São Francisco de Itabapoana			245.320.616,45	3,43
São João da Barra			269.880.734,67	3,77
Entre 50.000 e 100.000	11	116.723.742,84		
Municípios da Ompetro	0			
Entre 100.000 e 250.000	11	792.840.543,65		
Municípios da Ompetro	2			
Macaé			2.446.579.660,87	3,09
Cabo Frio			1.281.755.215,04	1,62
Entre 250.000 e 1.000.000	7	1.869.440.624,10		
Municípios da Ompetro	1			
Campos dos Goytacazes			3.163.439.465,19	1,69
> 1.000.000 (Rio de Janeiro)	1	33.746.208.224,80		
Total dos Municípios do Estado do RJ	92			

Fonte: Cálculos próprios baseados em dados da SEF-RJ, IBGE e Ompetro.

Serve este levantamento também para sublinhar que, independente da justeza do pagamento de participações governamentais aos municípios produtores, o argumento de seus representantes, de que precisam de uma suplementação orçamentária para atender às demandas acrescidas com o desenvolvimento da atividade de E-P, deve ser relativizado pela evidente compensação tributária patrocinada pela lógica de transferência do ICMS aos municípios.

Resta destacar que a participação dos municípios pertencentes à Ompetro no rateio do valor adicionado do conjunto dos municípios do Estado, para o ano de 2001, embora ainda elevada, é especialmente reduzida, quando comparada com anos anteriores. Isto porque o valor adicionado deste ano fora baseado nos valores declarados pela Petrobras referentes ao preço de custo da produção de petróleo e gás e não o valor da produção. O fato de tomar o preço de custo e não o preço final do petróleo extraído na Bacia de Campos neste ano base de 2001 fundamenta-se numa ação judicial que explicita toda a importância da questão do valor adicionado da atividade de E&P e sua distribuição entre os municípios, via cota parte do ICMS.

Em janeiro de 2002 quarenta e três municípios fluminenses, não produtores de petróleo, entraram como uma ação judicial (ajuizada na 11ª Vara da Fazenda Pública do Estado do Rio de Janeiro) questionando os critérios de preenchimento das DECLANS IPM pela Petrobras. A Petrobras até então preenchia as DECLANS utilizando-se dos valores de mercado do barril equivalente, os mesmos valores que servem para incidência da alíquota dos *royalties*. A referida ação, baseando-se na Lei Federal 2655, alterada pela Lei Federal 3454, sustenta que, quando uma empresa faz saída de uma mercadoria para ela mesma e o endereço do destinatário fica em outra unidade da federação a base de cálculo que deve ser utilizada é o valor de custo da mercadoria transacionada, e não seu valor final. Enquadrando neste caso as saídas do petróleo fluminense extraído pela Petrobras para refinarias da própria empresa, a ação proposta exige uma revisão do valor adicionado declarado pela Petrobras nas DECLANS IPM, sob pena de prejuízos impostos aos municípios impetrantes. A decisão judicial, em primeira instância, proferida pela juíza Valéria Bacheuy, mandou que o governo estadual aplique, para efeito de cálculo da cota

parte do ICMS em 2002, os mesmos índices de 2001, até que o mérito do processo fosse julgado (Jornal Diário do Vale, 20/01/2002).

Esclarece-se, assim, que foram usados na Tabela IV.9 o valor do custo de extração do petróleo, e não o valor da produção. Observa-se, portanto, retornando à Tabela IV.8, que o somatório dos valores adicionados constantes das DECLANS IPM fornecidos pela Petrobras à SEF-RJ, alcançaram a cifra de R$ 8,38 bilhões. Fossem as DECLANS IPM preenchidas com o valor da produção – o mesmo valor de referência usado para cobrança de *royalties* – o valor adicionado da atividade petrolífera alcançaria a cifra de aproximadamente R$ 16,0 bilhões, segundo cálculos da Ompetro[173]. Uma vez retomada a forma antiga de preenchimento das DECLANS IPM pela Petrobras, a participação do valor adicionado da atividade petrolífera, imputada aos municípios pertencentes à Ompetro, em relação ao valor adicionado total do conjunto dos municípios fluminenses, passaria de 12,5% para 23,9%, o que culminaria em um expressivo acréscimo dos IPMs para 2003[174].

Em síntese, não podem, jamais, as análises sobre os impactos da atividade petrolífera sobre as finanças dos municípios produtores prescindirem da incorporação do debate sobre a lógica que permeia a transferência de ICMS aos municípios. Mudanças nas regras de rateio da cota parte do ICMS, da mensuração do valor adicionado e de sua territorialização, implicam, de forma evidente, em diferentes cenários compensatórios aos municípios produtores. São insuficientes, pois, as tradicionais análises sobre o grau de dependência dos municípios produtores de petróleo, geralmente medido pela razão *receita de royalties / receita total.* Em respeito à esta conclusão, deve o estudo incorporar o impacto da cota parte do ICMS sobre o grau de dependência orçamentária dos municípios produtores - o que é demonstrado pela Tabela IV.10.

---

[173] Dados apresentados na reunião da OMPETRO do dia 27/09/2002, realizada na Câmara Municipal do Município de Carapebus (RJ).

[174] O valor adicionado total dos municípios fluminenses em 2001 foi da orem de R$ 66,8 bilhões. Assim explica-se a mudança nas referidas participações, de 12,5% (= 8,4/66,8) para 23,9% (= 16,0/66,8).

Tabela IV.10 – Participação das Receitas de *Royalties* e da Cota-Parte do ICMS Vinculada a Atividade Petrolífera nas Receitas Orçamentárias dos Municípios Pertencentes à Ompetro, 2001

Municípios Pertencentes à Ompetro	**Rec. Correntes 2001 (R$)**	**Receita de *Royalties* 2001 (R$)**	***Royalties* / Rec. Correntes**	**Cota Parte do ICMS (Petróleo)* (R$)**	**(*Royalties* + Cota Parte do ICMS) / Rec. Correntes**
	A	**B**	**B / A**	**C**	**(B + C) / A**
Armação dos Búzios	40.751.000,00	15.607.996,41	38,3%	3.695.026,41	47,4%
Cabo Frio	136.521.000,00	29.954.639,08	21,9%	22.174.652,15	38,2%
Campos dos Goytacazes	381.410.000,00	118.236.702,42	31,0%	55.984.707,83	45,7%
Carapebus	26.273.085,32	12.841.874,03	48,9%	5.082.090,75	68,2%
Casimiro de Abreu	45.297.000,00	14.495.104,45	32,0%	4.993.206,44	43,0%
Macaé	228.175.000,00	84.424.763,71	37,0%	40.652.742,34	54,8%
Quissamã	69.788.673,15	28.130.477,85	40,3%	22.558.224,73	72,6%
Rio das Ostras	140.208.096,52	48.044.104,82	34,3%	12.475.653,47	43,2%
São Francisco de Itabapoana	24.597.328,76	2.435.114,08	9,9%	4.623.037,61	28,7%
São João da Barra	39.637.000,00	15.458.617,05	39,0%	5.085.865,46	51,8%
Total	**1.132.658.183,75**	**369.629.393,90**	**32,6%**	**177.325.207,19**	**48,3%**

Fonte: Elaboração própria com base em STN, ANP, SEF-RJ.

* A coluna Cota Parte do ICMS (Petróleo) foi calculada segundo a expressão: Cota parte do ICMS (Petróleo) = (*valor adicionado da atividade petrolífera* / *valor adicionado total*) $_{\text{mun i}}$ x (*valor adicionado* $_{\text{mun i}}$ / *valor adicionado* do conjunto dos municípios) x 0,75 x 0,25 ICMS arrecadado pelo Estado do Rio de Janeiro.

A coluna "Cota Parte do ICMS (Petróleo)" expressa as receitas de transferências de ICMS vinculadas ao valor adicionado das atividades de E-P, imputadas pela Petrobras aos municípios produtores. A adição desta parcela das receitas municipais às receitas de *royalties* permitem perceber um grau de dependência (da atividade de E-P) dos municípios produtores de até aproximadamente 73%, como no caso de Quissamã. Para o conjunto dos municípios produtores fluminenses, suas receitas vinculadas diretamente à atividade petrolífera correspondem a 48,3% de suas receitas orçamentárias totais[175]. Embora não seja

[175] Para os municípios de Campos dos Goytacazes, Macaé e São João da Barra esses percentuais devem ainda ser acrescidos das receitas provenientes de participações especiais (ver seção IV.1).

aqui incorporada, a análise sobre o grau de dependência das receitas municipais em relação a atividade petrolífera deveria ser ainda incrementada pela tarefa de mensuração dos impactos indiretos provocados pelo efeito multiplicador da renda: i) oriunda do efeito de arrasto da indústria petrolífera na região; ii) oriunda dos gastos municipais.

Acredita-se que o grau de dependência apresentado pela tabela IV.10 é ainda conservador, em razão do crescimento das rendas petrolíferas posterior a 2001. Contudo, esta análise teve que se ater ao ano de 2001 em função de não se dispor das informações referentes à cota parte de ICMS mais atualizadas.

IV.2.3 Sobre a Distribuição Espacial das Transferências de ICMS na Região Petrolífera

A análise sobre a evolução das receitas de ICMS, através do acompanhamento dos IPMs dos municípios fluminenses, evidenciada pela sub-seção anterior, demonstrou que a atividade de E-P possibilitou aos municípios produtores uma elevação de suas receitas vinculadas à cota parte do ICMS. Trazendo a discussão para o interior da região petrolífera, definida aqui, arbitrariamente, como as regiões de governo Norte Fluminense e da Baixada Litorânea[176], deseja-se medir agora os reflexos da distribuição destas receitas entre os municípios pertencentes às estas regiões. Este presente exercício tem o propósito de incrementar a análise realizada na seção IV.1, cujo espírito fora o de problematizar a questão dos efeitos de polarização da riqueza no interior das regiões petrolíferas.

Inicialmente, dividindo-se os municípios das contíguas regiões Norte Fluminense e das Baixadas Litorâneas entre produtores e não produtores é possível verificar que, não só as

---

[176] Arbitrariamente porque é sabido que alguns municípios do Estado do Espírito Santo e de outras regiões de governo do Estado do Rio de Janeiro são beneficiários de participações governamentais. Justifica-se, contudo, a restrição da análise às regiões Norte Fluminense e da Baixada Litorânea, onde se localizam a totalidade dos municípios produtores fluminenses, devido à concentração das participações governamentais nestas mesmas regiões.

receitas das participações governamentais, mas também as receitas de ICMS operam uma significativa concentração de recursos no interior destas regiões, em benefício dos municípios produtores.

A Tabela IV.11 demonstra que já em 1997 a atividade petrolífera operava uma concentração regional das receitas da cota-parte de ICMS nos municípios produtores. Antes mesmo do crescimento substancial das receitas das participações governamentais, advindo das modificações da Lei do Petróleo, os dez municípios produtores (em negrito) respondiam por 70,5% das receitas regionais originárias da transferência de ICMS para as duas regiões, composta por 21 municípios. Não é este, contudo, o fato mais relevante, uma vez que entre os dez municípios produtores, encontram-se municípios de maior porte econômico (independente da atividade petrolífera) e populacional das duas regiões. O que se deseja destacar é que, em paralelo ao crescente ingresso das participações governamentais aos tesouros dos municípios produtores, iniciado em 1998 com a aprovação da Lei do Petróleo (ver capítulo III), também a lógica de repartição da cota-parte de ICMS permite um avanço da concentração da riqueza regional, elevando a participação destes municípios no rateio do ICMS distribuído para 77,6% no ano de 2001.

Tabela IV.11 - Valores distribuídos do Imposto sobre Circulação de Mercadorias-ICMS do Estado do Rio de Janeiro, Segundo Recortes Espaciais Selecionados, 1997 e 2001, em R$ 1.000,00.

Município	1997		2001	
	ICMS	%	ICMS	%
Região Norte Fluminense	84.729,97	60,3	178.313,54	62,9
Campos dos Goytacazes	36.385,90	25,9	72.203,59	25,5
Carapebus	2.897,76	2,1	7.104,05	2,5
Cardoso Moreira	3.107,55	2,2	4.989,18	1,8
Conceição de Macabú	2.963,32	2,1	4.842,85	1,7
Macaé	17.648,80	12,6	42.870,60	15,1
Quissamã	7.998,34	5,7	20.533,95	7,2
São Fidélis	4.497,43	3,2	6.821,91	2,4
São Francisco de Itabapoana	4.471,20	3,2	10.298,11	3,6
São João da Barra	4.759,67	3,4	8.649,31	3,0
Região das Baixadas Litorâneas	55.831,04	39,7	105.289,67	37,1
Araruama	5.153,03	3,7	7.942,02	2,8
Armação dos Búzios	2.333,94	1,7	5.811,04	2,0
Arraial do Cabo	3.238,67	2,3	4.610,27	1,6
Cabo Frio	12.272,86	8,7	27.085,67	9,6
Cachoeiras de Macacu	4.877,68	3,5	7.181,15	2,5
Casimiro de Abreu	5.415,27	3,9	13.013,94	4,6
Iguaba Grande	2.504,40	1,8	4.009,15	1,4
Rio Bonito	4.340,08	3,1	6.130,02	2,2
Rio das Ostras	4.956,35	3,5	12.613,64	4,4
São Pedro da Aldeia	3.435,35	2,4	5.555,48	2,0
Saquarema	3.304,23	2,4	5.282,50	1,9
Silva Jardim	3.999,17	2,8	6.054,80	2,1
TOTAL	140.561,01	100,0	283.603,21	100,0
Municípios pertencentes à OMPETRO (produtores)	99.140,09	70,5	220.183,89	77,6
Demais Municípios (não produtores)	41.420,92	29,5	63.419,33	22,4
TOTAL	**140.561,01**	**100,0**	**283.603,21**	**100,0**

Fonte: Fundação CIDE-RJ.

Por fim, a análise, quando restrita aos municípios produtores, demonstra que a distribuição da cota parte de ICMS, vinculada ao valor adicionado da atividade petrolífera constantes das DECLANS IPM da Petrobras, tem distribuição menos concentrada do que a dos *royalties*[177]. Verifica-se através da Tabela IV.12 que os três maiores municípios

[177] O Índice de Gini para a distribuição do Valor Adicionado da atividade petrolífera entre os municípios da OMPETRO foi calculado em 0,518, enquanto a distribuição dos *royalties* entre os mesmos municípios teve

beneficiários de *royalties* – Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras – detêm uma participação menor no rateio do valor adicionado da atividade petrolífera. Já os municípios de Cabo Frio, Quissamã, Casimiro de Abreu e São Francisco de Itabapoana, de forma contrária, detêm uma maior participação no rateio do valor adicionado do que em relação aos *royalties*.

Tabela IV.12 - Divisão das Receitas de *Royalties* e do Valor Adicionado do Petróleo Produzido na Bacia de Campos entre os Municípios Produtores - 2001 (R$)

Município	**Distribuição do Valor Adicionado da Atividade Petrolífera – DECLANS IPM (%)**	**Distribuição dos Royalties (%)**
Campos dos Goytacazes	30,3	32,0
Macaé	22,0	22,8
Quissamã	12,2	7,6
Cabo Frio	12,0	8,1
Casimiro de Abreu	6,7	3,9
Rio das Ostras	6,7	13,0
Carapebus	2,7	3,5
São João da Barra	2,7	4,2
São Francisco do Itabapoana	2,5	0,7
Armação de Búzios	2,0	4,2
Total	100,00	100,0

Fonte: OMPETRO e ANP.

Uma vez incluídas as receitas das participações especiais, sobre as quais em 2001 apenas tinham direito os municípios de Campos dos Goytacazes, Macaé e São João da Barra, fica evidenciado o caráter menos concentrado do rateio do valor adicionado da atividade petrolífera quando comparado com o rateio das participações governamentais (*royalties* + participações especiais).

Conclui-se com a presente seção que a distribuição das receitas de ICMS vinculadas à atividade petrolífera nas regiões produtoras obedece à duas forças distintas: i) tomando-se as regiões contíguas do Norte Fluminense e das Baixadas Litorâneas, prevalecem forças centrípetas, concentradoras de recursos nos municípios produtores; ii) tomando-se a região

---

este mesmo indicador calculado em 0,530, portanto, mais distante de 0,00, que corresponde à distribuição mais equânime possível.

formada pelos contíguos municípios produtores verifica-se o predomínio de forças centrífugas, garantindo aos menores beneficiários de participações governamentais uma maior participação na divisão do rateio do valor adicionado do petróleo (o qual reflete-se em repasses mais expressivos da cota parte do ICMS).

Embora o debate sobre a concentração espacial das rendas petrolíferas pouco atenção dê as regras de rateio da cota parte do ICMS, ficou claro nesta subseção que estas últimas receitas são potencializadoras de iniqüidades presentes na forma de rateio das riquezas públicas do setor petróleo. Não se pode pretender, diante desta nova fragilidade, uma alteração nas regras de mensuração do valor adicionado, que subsidiam o rateio da cota parte do ICMS, contudo, parece bastante plausível que as Unidades da Federação possam promover mudanças no processo de distribuição espacial deste valor agregado.

Em termos práticos deve-se indagar o porquê, por exemplo, da Petrobras e a Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro terem acordado que os municípios produtores (onde se realiza o valor agregado da atividade petrolífera) são os mesmos municípios produtores (pertencentes à Zona de Produção Principal) para efeito de repartição das rendas petrolíferas. Alternativamente, se a Petrobras, em acordo com a Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro, definisse uma lista de municípios produtores mais ampla (quiçá, aglutinando o conjunto dos municípios do Estado) lograria uma distribuição da cota parte do ICMS menos concentrada em termos espaciais.

IV.3 FRAGILIDADES ADICIONAIS DAS REGRAS DE RATEIO E APLICAÇÃO DAS RENDAS PETROLÍFERAS E SUGESTÕES PARA APRIMORAMENTOS

Ao reservar duas seções deste capítulo à questão da concentração espacial das rendas petrolíferas o estudo elege este fenômeno como principal fragilidade das regras de rateio das rendas petrolíferas. Problema este que poderia ser minimizado, se não com aprimoramentos das próprias regras de rateio, pelo menos com regras de aplicação das rendas petrolíferas mais atentas ao princípio da promoção da justiça intergeracional. São estas possibilidades que norteiam a feitura da presente seção.

IV.3.1 Regressividade no rateio dos royalties em função da população dos municípios beneficiários[178]

Para o rateio dos *royalties* de 5%, os municípios são categorizados segundo seu pertencimento à zona de produção principal, secundária ou limítrofe. Um município, por exemplo, para pertencer à zona de produção principal (na condição de confrontante) basta possuir um único poço petrolífero no interior de suas projeções ortogonais, ou paralelas. Este município é classificado como confrontante, assim como outro que possua inúmeros poços no interior de suas projeções. Reunidos na zona de produção principal, os municípios irão dividir os *royalties* destinados a este agrupamento, na proporção de sua população, e não em função da quantidade de hidrocarbonetos produzidos nos poços posicionados no interior de suas projeções[179]. O mesmo ocorrendo para a divisão dos *royalties* destinados à zona de produção secundária e limítrofe.

---

[178] Esta seção está baseada no estudo de Serra e Patrão (2003).

[179] Já para o rateio dos *royalties* excedentes (>5%), os valores recebidos pelos municípios são proporcionais a quantidade de petróleo e gás produzida nos campos petrolíferos (ou frações destes campos) situados no interior de suas projeções paralelas ou ortogonais, não exercendo a população qualquer influência sobre este rateio.

Para efetivação deste rateio foi atribuído um coeficiente individual de participação, com base nas respectivas populações municipais, conforme Tabela IV.13:

Tabela IV – Coeficientes individuais de participação dos municípios

Número de Habitantes do Município	**Coeficiente de Participação**
Até 10.000	1,00
De 10.001 a 12.000	1,05
De 12.001 a 14.000	1,10
De 14.001 a 16.000	1,15
De 16.001 a 18.000	1,20
De 18.001 a 20.000	1,25
De 20.001 a 24.000	1,30
De 24.001 a 28.000	1,35
De 28.001 a 32.000	1,40
De 32.001 a 36.000	1,45
De 36.001 a 40.000	1,50
De 40.001 a 48.000	1,55
De 48.001 a 56.000	1,60
De 56.001 a 64.000	1,65
De 64.001 a 72.000	1,70
De 72.001 a 80.000	1,75
De 80.001 a 96.000	1,80
De 96.001 a 112.000	1,85
De 112.001 a 128.000	1,90
De 128.001 a 144.000	1,95
Acima de 144.000	2,00

Fonte: Barbosa (2001)

Realizando uma análise mais minuciosa dos valores da Tabela IV.13, conclui-se pela existência de uma substantiva regressividade desta forma de rateio, utilizando-se como recurso de medida o índice de *Hirschman-Herfindahl*. Isto é, os municípios mais populosos recebem proporcionalmente menos *royalties*.

O índice de *Hirschman-Herfindahl* é utilizado tradicionalmente com o objetivo de estudar a estrutura de mercado, para estabelecer uma medida que possa indicar a proximidade desta estrutura com a situação de monopólio ou concorrência perfeita. O Quadro IV.2 apresenta os referidos valores do índice de *Hirschman-Herfindahl* para a repartição dos *royalties* entre os grupos de beneficiários.

Quadro IV.1 – Calculo do Índice de *Hirschman-Herfindahl* (*HH*) para distribuição dos *royalties*, segundo os coeficientes populacionais.

Através da operação com os dados da Tabela IV e utilizando o índice de *Hirschman-Herfindahl* (*HH*) demonstra-se a regressividade desta distribuição, como pode ser visto a seguir:

O índice *HH* varia entre 1/n e 1 e é definido pelo:

$$\sum S_i^2 \quad , \text{onde} \quad S = \frac{Q^t}{\sum_{i=1}^{n} Q^t}$$

Aplicando o índice na coluna referente ao número de habitantes do município, encontra-se H igual a 0,0794, e na coluna do coeficiente de participação H igual a 0,0519. Como o intervalo para essa simulação é $0,05 \leq H \leq 1$, o índice mais próximo de 1, que é referente ao número de habitantes, é o mais concentrado, mostrando portanto a regressividade da Tabela IV, ou seja, os municípios mais beneficiados são os de menor população.

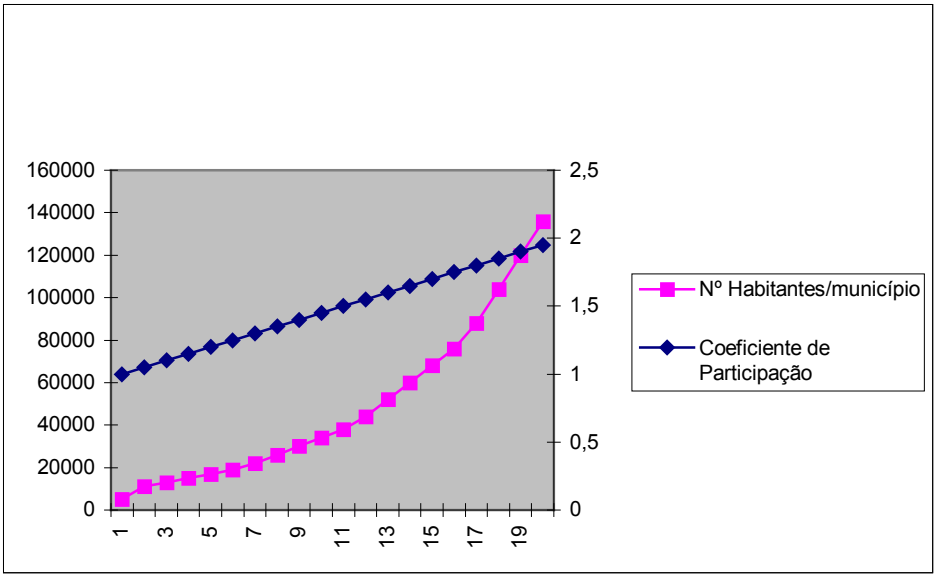
Fonte: Serra e Patrão (2003: 213)

Para compreensão da forma de rateio dos *royalties* entre os municípios proposta pelos coeficientes populacionais, suponha três municípios A, B e C, classificados em determinada Unidade da Federação como pertencentes à zona de produção secundária. Estes municípios com populações respectivamente de 40.000, 150.000 e 500.000, irão ratear a soma total de *royalties* destinada à zona de produção principal na seguinte proporção: 27%, 36% e 36%.[180]

Pela apresentação gráfica da Tabela IV.13, exposta pelo Gráfico IV.1 é também possível visualizar a regressividade dos dados. Enquanto os dados referentes ao número de habitantes apresentam uma curva mais positivamente acentuada, a referente ao coeficiente de participação é mais tênue.

[180] O cota de cada município é calculada pela divisão de seu coeficiente constante da Tabela IV.13 pela soma dos coeficientes do grupo de municípios. Exemplificando, a participação do município A, pode ser calculada da seguinte forma: %A = 1,5 / (1,5 + 2,0 + 2,0) = 27,3%.

Gráfico IV.1 - Número de habitantes por município versus coeficiente de participação



Fonte: Elaboração própria, a partir de Barbosa (2001).

É verdade que algum grau de regressividade é importante para evitar, por exemplo, que uma metrópole possa, em função de sua população, apropriar-se de grande parcela das receitas de *royalties*. Contudo, o que os coeficientes populacionais vigentes estão informando para fins de rateio dos *royalties* é que: i) não há qualquer diferença entre municípios com população inferior a dez mil habitantes; ii) a partir de dez mil habitantes, pequenas diferenças populacionais são valorizadas pelo coeficiente populacional; iii) a partir de 144 mil habitantes o coeficiente populacional é fixado em seu patamar máximo, insensível, portanto, ao variável grau de complexidade urbana nos municípios acima deste teto.

Conclusivamente, embora a população municipal tenha influência no rateio final das rendas petrolíferas, nem de longe esta variável consegue ajustar uma distribuição proporcional à escala dos municípios.

IV.3.2 - Ausência de um teto para o repasse de *royalties* aos municípios

A norma brasileira de distribuição das rendas petrolíferas entre os municípios não prevê nenhum mecanismo de limitação das somas máximas de repasses para estas esferas governamentais. A questão que parece nortear este debate, pode ser assim sintetizada: será que o aumento do volume de petróleo e gás extraído da plataforma continental gera impactos proporcionais no território continental ?

É possível que a elevação da demanda por alguns insumos produtivos cresça proporcionalmente ao volume de petróleo e gás extraído, mas grande parte dos bens e serviços que atendem ao segmento de E-P, como é sabido, sofrerão somente acréscimos marginais em sua demanda, ou permanecerão fixos, até certo limite, como por exemplo, a infra-estrutura de dutos de escoamento.

Uma definição de tetos máximos para os repasses de *royalties* aos municípios, estabelecidos em razão do volume produzido, poderia servir como parâmetro para uma lógica de distribuição mais equânime. No Estado de Dakota do Norte (EUA), como visto no segundo capítulo (seção II.3.4.3) são utilizadas regras para limitação do volume de recursos destinados às esferas locais. O imposto sobre a produção bruta (*Gross Production Tax*) repassada às esferas subnacionais são repartidos entre o Estado e a municipalidade (*county*) em proporções variadas, em função do valor dos impostos (que em grande parte espelha o volume produzido):

Receita	% County	% Estado
< US$ 1 milhão	75%	25%
entre US$ 1 e 2 milhões	50%	50%
> US$ 2 milhões	25%	75%

Certamente que a lógica de distribuição e os valores limites praticados em Dakota do Norte não devem servir como modelo para o Brasil, onde o grau de autonomia política/financeira, e o nível de encargos próprios aos municípios brasileiros exigem uma outra estrutura de

repartição fiscal. O exemplo de Dakota do Norte serve apenas para ilustrar possibilidades de aperfeiçoamento da norma de distribuição das rendas petrolíferas no país.

IV.3.3 - (Des)vinculação das rendas petrolíferas

Voltando-se à Tabela IV.1 deste capítulo verifica-se que ao nível federal há uma vinculação das rendas petrolíferas à determinadas instâncias: os *royalties* sendo destinados ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia e as participações especiais aos Ministérios do Meio Ambiente e das Minas e Energia.

O repasse de *royalties* ao Comando da Marinha deve ser entendido, com auxílio da argumentação realizada no terceiro capítulo, como nítido resultado da barganha vertical entre as esferas de governo pelas rendas petrolíferas, embora houvesse um argumento, retórico, de que a atividade *offshore* exigiria maior fiscalização costeira.

O repasse de *royalties* ao Ministério da Ciência e Tecnologia, antes de guiar-se pelo princípio da promoção da justiça intergeracional, segue o sentido oposto, contribuindo para adensar a própria cadeia produtiva do petróleo e, quiçá, intensificando o próprio ritmo de exploração das jazidas de petróleo e gás. Esta hipótese sustenta-se na expressa determinação legal acerca da utilização dos recursos dos *royalties* pelo aludido ministério: "Financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo" (art. 49 da Lei do Petróleo).

O Ministério do Meio Ambiente, como visto anteriormente, tem parte substancial de seu orçamento coberto pelas receitas das participações especiais. Pode-se aqui classificar esta vinculação como uma substituição patrimonial, pois os fundos petrolíferos, advindos da exaustão de um recurso mineral finito, poderiam ser revertidos em projetos de preservação e recuperação do patrimônio ambiental.

Ao Ministério das Minas e Energia foi destinada parcela importante das participações especiais para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural. Uma destinação que contribui para estender o estoque de reservas de hidrocarbonetos às gerações futuras, mas também restrita ao segmento de E-P e não a fontes de energia alternativa.

Estas considerações sobre a vinculação das rendas petrolíferas próprias da União tomaram como base a Lei do Petróleo e o seu decreto regulamentador. Contudo, como visto na seção III.4, que tratou dos riscos de financeirização das rendas petrolíferas no país, uma lei de 2001 (10.261/01), reeditada posteriormente como medida provisória, tratou de desvincular parcelas importantes destas rendas para despesas, entidades e fundos específicos pertencentes a estes ministérios. Foram desvinculados 25% das receitas de *royalties* destinadas ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia e 75% das receitas das participações especiais destinadas aos Ministérios do Meio Ambiente e das Minas e Energia.

Já para as esferas subnacionais, não ocorre qualquer tipo de vinculação das rendas petrolíferas, ingressando estes recursos no caixa único destes entes. Há sim, de acordo com a interpretação mais usual, uma vedação (estipulada pela Lei 7990/89) para uso das rendas petrolíferas em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal[181]. Tratou, contudo, o processo de repactuação dos débitos dos Estados com a União desde o segundo governo Fernando Henrique Cardoso, de cancelar a vedação da utilização das receitas dos *royalties* para pagamento de dívidas.[182]

---

[181] Esta interpretação, contudo, não é consensual. Manoel (2004), por exemplo, sustenta que não há qualquer vinculação ou vedação para as rendas petrolíferas destinadas aos entes subnacionais, em função da Lei do Petróleo ter revogado tacitamente a Lei 7.990/89.

[182] A autorização para utilização dos *royalties* na quitação de dívidas com a União iniciou-se, estritamente para o Estado do Rio de Janeiro, em 1999, com a Medida Provisória 1868-18/99, diversas vezes reeditada (já estendendo esta possibilidade para as demais Unidades da Federação) até transformar-se na Lei 10.712/2003.

No que diz respeito aos municípios, a interpretação mais usual é a de que estão sujeitos à prefalada dupla vedação, não podendo utilizar as rendas petrolíferas para quitação de dívidas e pagamento de pessoal direto. Esta última vedação, provavelmente, teve como inspiração a prudência do legislador em evitar que a folha de pagamento ficasse atrelada a recursos erráticos como os originários das rendas petrolíferas. Acontece que, também provavelmente, não imaginou o legislador que as rendas petrolíferas alcançassem uma participação tão elevada nas receitas municipais, fato que vem gerando importantes constrangimentos para muitos municípios beneficiários: se as receitas do petróleo são alocadas na ampliação de equipamentos e serviços públicos municipais, como providenciar a mão-de-obra necessária para gerir e executar estes equipamentos e serviços ? O que se observa, *in loco*, é uma multiplicação da contratação de pessoas físicas e jurídicas, de forma terceirizada, por muitos dos municípios beneficiários, como forma de sanar o referido desequilíbrio entre a ampliação dos equipamentos e serviços públicos e a impossibilidade de ampliar o quadro de pessoal com recursos das rendas petrolíferas[183].

Na busca de sugestões para sanar parte das fragilidades relativas à desvinculação dos rendas petrolíferas vale lembrar que não há qualquer proibição de ordem legal para que estados e municípios, por si, vinculem estas receitas, através, por exemplo, da constituição de fundos específicos para alocação destas rendas. Opção que, além do vínculo à programas e projetos de investimentos atentos à necessidade de operar políticas de promoção da justiça intergeracional, ampliaria o raio de controle social sobre os destinos das rendas petrolíferas. Controle social este também estruturado de forma frágil pelas normas de aplicação das rendas petrolíferas, como será visto a seguir.

---

[183] Vale lembrar que as rendas advindas da cota parte do ICMS petróleo não estão sujeitas à qualquer restrição, minimizando, assim, o referido problema para alguns municípios situados nas regiões petrolíferas brasileiras.

IV.3.4 - Ausência de mecanismos específicos de controle social

Deve ser sublinhada a total ausência na legislação vigente de qualquer instrumento específico de controle social sobre a destinação dada aos recursos das rendas petrolíferas. É claro que, integrando o caixa único dos tesouros municipais, estes recursos estão sujeitos à fiscalização dos tribunais de contas estaduais Contudo, para um controle mais efetivo da aplicação dos referidos recursos, seria necessária uma elaboração mais detalhada do plano de contas que contemplasse com clareza a vinculação entre receita e despesa das rendas petrolíferas.

Tomando-se como exemplo as normas de repasses municipais vigentes no Sistema Único de Saúde ou no FUNDEF, verifica-se a exigência legal de conselhos gestores e fiscalizadores das receitas destes programas. A importância dos recursos das participações governamentais para o destino das regiões petrolíferas e suas áreas de influência poderia também justificar mecanismos especiais, previstos em lei, de consulta e fiscalização sobre sua destinação.

A complexidade da discussão política que envolve a decisão do que vem a ser investimentos voltados para a promoção da justiça intergeracional ao nível local, aliado ao próprio processo de ampliação dos espaços democráticos de participação no país, apontam para a oportunidade de se prever em lei arranjos democráticos para decisão sobre a alocação de parte, ou de toda a receita de *royalties* repassada à esfera local.

IV.3.5 - Ausência de critérios *ex-post* para rateio dos *royalties*.

Ora, como foi argumentado ao longo deste estudo, o desafio imposto aos municípios impactados pela atividade petrolífera é aplicar suas rendas petrolíferas em investimentos que minimizem a tendência de esvaziamento econômico, quando do esgotamento das jazidas. Desafio que, por mais que esteja condicionado a determinações políticas, pode ser

minimizado a partir da introdução de critérios para rateio destas rendas entre os municípios que, em algum grau, sejam subsidiados por avaliações periódicas sobre a efetiva aplicação destes recursos[184].

A utilização das próprias execuções orçamentárias municipais poderiam informar como parte das receitas de *royalties* deveriam ser repartidas entre os municípios. Trata-se, em outros termos, da incorporação de critérios para rateio dos *royalties* que estimulassem, ou premiassem, os governos que promovessem, por exemplo:

uma elevação do nível de arrecadação própria [Receita Própria / (Receita de Transferências – Rendas Petrolíferas)];
mecanismos de controle social sobre a destinação dada às rendas petrolíferas, tanto ao nível decisório, quanto ao nível da prestação de contas;
investimentos consorciados com municípios vizinhos, impactados ou não pela atividade petrolífera;

O acompanhamento das variáveis que serviriam de critério para repartição dos *royalties* poderia ser efetuado via estatísticas oficiais ordinárias, da Secretaria do Tesouro Nacional, secretarias estaduais de fazenda, IBGE, ou ainda através de controles extraordinários, financiados com os próprios recursos dos *royalties*.

---

[184] Muitas Unidades da Federação, para rateio da cota parte do ICMS entre seus municípios, incorporam critérios de avaliação *ex-post*, que servem como forma de promover determinadas políticas locais de interesse do Estado.

IV.4 - NOTAS FINAIS

Na apresentação das regras de rateio das rendas petrolíferas buscou-se sublinhar o fato desta ser refém de um determinismo físico, o qual, entre outras conseqüências, acaba por favorecer a montagem de regiões petrolíferas espacialmente polarizadas (em relação a distribuição das receitas públicas). Também foram detectadas a ausência de vinculações destas receitas a quaisquer programas de governo municipal e a lacuna de mecanismos de controle social sobre os dispêndios patrocinados com estes recursos.

Tais fragilidades dificultam, em muito, uma efetiva utilização dos *royalties* como instrumento de promoção de políticas de justiça intergeracional ao nível local. Políticas estas que deveriam preparar os municípios para o momento inevitável de obsolescência e/ou saída dos capitais envolvidos com a atividade de produção e exploração de petróleo e gás natural.

Seja em função das forças espacialmente polarizadoras do capital – devido a ação das economias externas – seja em função das políticas públicas de outrora, deliberadamente concentradoras de riqueza, o Estado hoje é chamado a praticar políticas regionalmente compensatórias. Com a manutenção da forma atual de distribuição das rendas petrolíferas entre os municípios, sustentada pelo próprio Estado, a continuidade da atividade de exploração de petróleo em nossa plataforma continental, com duração estimada de pelo menos três décadas, pode forjar a configuração de novas metrópoles sujeitas às velhas mazelas de nosso histórico de urbanização. Seria, portanto, uma grande perda de oportunidade, o Estado fechar-se ao debate sobre os efeitos de polarização, e outras conseqüências danosas, subjacentes à distribuição das rendas petrolíferas no país, sob o risco de retornar ao tema como indutor de políticas compensatórias.

O conjunto das fragilidades esboçadas neste capítulo somente potencializa as ameaças, que sempre existiram, sobre as regras de rateio das participações governamentais entre os entes beneficiários. No âmbito da esfera local, proporcionalmente mais impactadas pelas rendas

petrolíferas, tais ameaças são oriundas do grande conjunto dos municípios não recebedores destas rendas, ou recebedores marginais destes recursos.

Fiéis a determinação constitucional de que os recursos minerais são bens da União, os representantes dos municípios desprestigiados com a repartição dos *royalties* alegam que o repasse destas compensações aos municípios "produtores" funciona como uma duplicidade de benefícios, uma vez que aqueles "produtores" já são positivamente impactados com a multiplicação de suas receitas oriundas da difusão econômica atrelada à presença dos capitais do segmento de E-P.

Tal objeção, está materializada, por exemplo, no Projeto de Lei 5.520/2001, hoje arquivado, de autoria do ex-deputado Clementino Coelho (PPS-PE), que prevê uma transferência integral dos *royalties* municipais, incidentes sobre a produção *offshore*, para um fundo nacional, a ser repartido pelo conjunto dos municípios brasileiros de acordo com as mesmas regras do Fundo de Participação dos Municípios. Ou ainda pela proposta, que tramita na Câmara (Projeto de Lei 1618/2003), do Deputado Mauro Passos (PT-SC) que propõe uma substancial inversão da distribuição dos *royalties*, em benefício também do Fundo Especial, e em detrimento dos estados e municípios produtores.

Não é difícil perceber que esta objeção ganha força com a própria ausência de teto para pagamento de *royalties* aos municípios "produtores". Campos dos Goytacazes, por exemplo, no ano de 2005, terá um orçamento próximo a R$ 1,00 bilhão, crescente com a produção de petróleo e de sua cotação. Assim, é previsível que na medida do crescimento das receitas dos municípios "produtores", crescerá também a oposição a atual forma de repartir as rendas públicas do petróleo. Ou será que as receitas destes municípios crescerão infinitamente, sem encontrarem severas resistências políticas ?

Quando esta ameaça for concretizada, a defesa dos municípios hoje beneficiários poderá ser prejudicada por dois fatores adicionais. Em primeiro lugar, observa-se que a pouca transparência e a nenhuma participação da sociedade na destinação dos recursos das rendas petrolíferas contribuirá para enfraquecer o apoio popular à forma atual de repartição destas

rendas. Uma coisa é retirar receita do governante, outra, bem mais complexa, é arrancar recursos públicos conhecidos, debatidos e alocados pela população, que se sente ator no processo de destinação dos investimentos públicos.

Em segundo lugar, a não concretização de níveis notoriamente mais elevados da qualidade de vida das populações residentes nos atuais municípios "produtores" pode reforçar a negação dos critérios de rateio das rendas petrolíferas. Um cenário que possivelmente associará o insucesso dos municípios "produtores" em promover um efetivo desenvolvimento local e regional com as fragilidades do processo de distribuição das rendas públicas do petróleo.

Por fim, a insistência dos municípios "produtores" em agir isoladamente, em detrimento de uma postura mais consorciada, quiçá, com a criação de um fundo regional de desenvolvimento, também pode minar as defesas futuras pela forma vigente de rateio dos *royalties*. A existência da OMPETRO, entidade que aglutina os maiores recebedores de *royalties* do país, não deve ser confundida com uma ação consorciada pelo planejamento regional. O objetivo desta associação de municípios é bastante claro: defender os interesses dos municípios "produtores" enquanto beneficiários das rendas petrolíferas, na forma como está dada pela norma atual. O consórcio não ultrapassa esses limites, mas, inegável, vem atuando de forma bastante eficiente dentro de seus propósitos.

O quadro de ameaças apresentado requer, conclusivamente, que seja aberto um grande painel de debates. Aqueles que estão realmente preocupados com os destinos das regiões produtoras quando findar o petróleo não podem prescindir de promover aprimoramentos na forma de rateio e aplicação das rendas petrolíferas, ainda que o resultado deste aprimoramento seja uma atitude estratégica do tipo ceder, a médio prazo, parte das rendas petrolíferas, para evitar, no longo prazo, uma perda mais expressiva.

V - Considerações Finais

A transferência de parte substancial das rendas petrolíferas aos entes subnacionais sofre de uma naturalização prejudicial ao debate sobre a melhor forma de distribuir e aplicar esta riqueza.

Não, as rendas petrolíferas não são dos estados e municípios como o "céu é do condor", muito embora inúmeros discursos contribuam para este entendimento. O principal deles evoca a justeza do pagamento das rendas petrolíferas aos governos subnacionais (GSNs) em função dos impactos de adensamento urbano causados pelo segmento de E-P sobre o território. Esta relação de causa e efeito é sempre lembrada escondendo-se o fato de que o próprio adensamento das regiões que dão suporte ao segmento de E-P criam as condições para o alargamento da base de arrecadação de tributos ordinários, como o ICMS, IPVA, ISS e IPTU.

Alguns mitos e falácias, como esta associação entre os custos de adensamento e o benefício das rendas petrolíferas, foram cercados no primeiro capítulo. Sua motivação foi ilustrar, através de diferentes justificativas para a apropriação pública dos *royalties* (utilizado, doravante, como sinônimo das rendas petrolíferas), que poderia ser diferente, tanto a forma de cobrar, de distribuir ou aplicar estas rendas.

Antes de pretender uma classificação esquemática sobre as justificativas para a apropriação dos *royalties* pelo Estado, procurou-se apresentá-las de forma crítica, sempre interessado em encontrar razões para a descentralização destes recursos em direção aos GSNs. A idéia era mesmo a de procurar desnaturalizar qualquer visão sobre o regime de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*.

Durante o processo de realização desta etapa inicial o autor acabou por vincular-se, ética e politicamente à um objetivo específico para os *royalties*: esta renda, em função de sua gênese estar associada à extração de uma riqueza finita, deveria, na melhor hipótese, servir como fundo para o Estado operar políticas de promoção da justiça intergeracional.

Esta escolha deu norte à segunda etapa (capítulo) do estudo. Complementando o intento de ilustrar possibilidades outras de cobrar, distribuir e aplicar os *royalties*, buscou-se investigar como regimes diferentes foram, ou são, operados nos grandes países produtores, nos quais, portanto, eram volumosos os *royalties*, podendo estes custear programas governamentais expressivos.

Tal investigação não se ausentou de valorizar qualquer instituto que, intencionalmente ou não, possibilitariam ao regime dos *royalties* voltar-se para a consecução de políticas de promoção da justiça intergeracional.

Para esta segunda etapa foi, sim, originalmente planejado um fechamento esquemático; algo que coubesse numa matriz capaz de categorizar os regimes estudados. Todavia, foram tão díspares as experiências entre os países e, em cada um destes, tão expressivas as mudanças de rumo ao longo da história recente, que frustram as referidas pretensões classificatórias. Tampouco foram encontradas políticas claramente focadas para os *royalties*, articulando os momentos de cobrança, rateio e aplicação deste recurso para determinado fim. Serviu, portanto, esta etapa como indicação do grau de abertura deste debate:não existe uma política comum para os *royalties*; não há padrão a ser seguido ou rechaçado. As possibilidades estão mais abertas à originalidade do que se pensava.

Esta etapa serviu também como forma de colecionar, entre as experiências internacionais, institutos que possibilitariam direcionar o regime dos *royalties* para a promoção da justiça intergeracional. Importando menos se estes institutos estavam elaborados de forma coordenada, associando os momentos de cobrança, rateio e aplicação, ou se foram construídos de forma intencional.

Na construção deste segundo capítulo pecou-se na estratégia de escolha das experiências a serem estudadas. Elegeu-se os países grandes produtores com a intenção de valorizar as experiências onde os *royalties* (ou institutos similares) teriam escala para promover expressivas políticas governamentais.Todavia, para dois dos países escolhidos, Arábia

Saudita e Rússia, as rendas públicas petrolíferas foram, e são, tão importantes para o financiamento do gasto público, que não seria possível supor qualquer política focada com as referidas receitas. De fato, as rendas petrolíferas nestes países custearam o gasto público em geral.

Em função deste fato o estudo buscou, de forma menos aprofundada, investigar também a estrutura de funcionamento dos fundos petrolíferos em outros países produtores. Ora, desta forma, se estaria garantindo a observação de políticas focadas com os recursos das rendas petrolíferas, uma vez que a construção de fundos governamentais pressupõe destinações específicas para o seu patrimônio. Esta complementação acabou sendo importante para a descoberta acerca dos riscos de financeirização das rendas petrolíferas. Estas rendas, para alguns destes fundos, estavam servindo aos ditames do interesse do equilíbrio macroeconômico de curto prazo, portanto, uma antítese à política ideal de promoção da justiça intergeracional.

Tanto os diferentes argumentos para justificar a apropriação de parte das rendas petrolíferas pelo Estado, apresentados no primeiro capítulo, como o relato das diferenciadas experiências de cobrança, rateio e aplicação destas rendas, organizado pelo segundo capítulo, fornecem parâmetros para uma avaliação mais crítica da experiência nacional, com a qual se ocupou o terceiro capítulo.

Ao apresentar a trajetória histórica das normas de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties* descobriu-se que a própria experiência pretérita nacional fornece modelos alternativos ao regime vigente. Constatou-se, por exemplo, que os *royalties* nem sempre foram repassados aos estados e municípios, ou que, também outrora, estes recursos serviram para custear programas de universalização educacional de caráter nacional.

Ao longo do tempo, o regime nacional de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties* não foi propriamente objeto de ajustamentos, mas sim de verdadeiras transformações. Foi, aliás, em virtude da profundidade destas modificações que preferiu-se no título da seção III.1

assumir a terminologia *percurso histórico* das normas legais ao invés de *evolução das normas legais*.

No que diz respeito especialmente às regras de rateio dos *royalties* a apresentação do regime atual evidenciou sua complexidade. Uma complexidade alimentada, sobretudo, pela coexistência de duas regras compensatórias: uma para a alíquota mínima de 5%, outra para a alíquota que varia entre 5% e 10% ou, de acordo com o jargão técnico, uma regra para distribuir os *royalties* e outra para distribuir os *royalties excedentes*. Enfatiza-se aqui que estas duas regras não são apenas diferentes, são mesmo, em alguns aspectos, antagônicas. Para ficar apenas com dois exemplos:

i) enquanto para os *royalties* elege-se a população como variável chave para o seu rateio entre os municípios beneficiários, para os *royalties excedentes* utiliza-se como critério de rateio o volume de petróleo produzido nos campos inseridos nos limites das projeções dos municípios na plataforma continental;

ii) para rateio dos *royalties* são incorporados os municípios pertencentes à área geoeconômica (municípios cortados por dutos e municípios vizinhos aos municípios confrontantes) na condição de beneficiários, já para rateio dos *royalties excedentes* é supervalorizada a condição de municípios confrontantes, deixando de existir o conceito de área geoeconômica.

Quais as motivações que levaram aos legisladores à feitura destas normas de cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*? Como componente das receitas públicas, os *royalties* não poderiam ser repartidos se não pela via da barganha política, sobretudo em um regime federativo. Contudo, tal barganha poderia ser complementada por outros interesses, quiçá, voltados para a promoção da justiça intergeracional. Foi com este interesse investigativo que avançou-se o terceiro capítulo na direção de um relato sobre o embate travado nas duas casas legislativas nacionais em dois momentos decisivos para a construção da norma vigente de rateio dos *royalties*: na conquista da descentralização dos *royalties* incidentes sobre a produção *offshore*, que se deu nos anos de 1985/86; na ampliação das rendas

petrolíferas que se realizou em paralelo à quebra do monopólio da Petrobras, ocorrido entre os anos 1995/97.

Especialmente reveladora esta etapa do estudo. Primeiramente, constatou-se a força do argumento compensatório falacioso: os *royalties* serviriam para compensar aos estados e municípios pelos custos de adensamento provocados pela atividade de E-P, como se não houvesse instrumentos tributários ordinários para tal finalidade.

Constatou-se também uma coleção de outras reivindicações para os *royalties*, poucas delas louváveis, mas nenhuma atenta à necessidade de promoção da justiça intergeracional. Propôs-se para os *royalties*, por exemplo:

- a função de minimizar o grau de concentração das receitas fiscais no país, vigente no país até a promulgação da Constituição de 1988;
- a tarefa de avançar o processo de redistribuição espacial da renda;
- a simples compensação aos parlamentares mais envolvidos na disputa pela descentralização dos *royalties* através do benefício aos seus municípios-redutos eleitorais;
- a oportunidade de se corrigir iniqüidades (segundo algumas interpretações) de nossa estrutura tributária, como, por exemplo, aquelas provocadas pela não incidência de ICMS sobre as operações interestaduais com petróleo, o que prejudica algumas UFs, as quais, portanto,deveriam ser compensadas com o benefício dos *royalties*;
- a propriedade de servir como moeda para quitação de débitos dos Estados com a União.

O resultado final desta intensa barganha pelos recursos dos *royalties* foi a construção de um instrumento sem foco. Escolha o leitor, se trágico ou cômico, a classificação para o episódio em que o relator Nelson Meurer (PP-PR) da Comissão de Minas e Energia, ao apreciar o Projeto de Lei nº 1.618/2003 (que pretende alterar as regras de rateio dos *royalties*), ter proposto a destinação de uma alíquota dos *royalties* para o Ministério da Justiça, a fim de ser repartida entre os municípios onde estão localizados presídios federais.

Pode parecer que esta ausência de foco para o regime dos *royalties* no país apenas contribua para fragilizar a manutenção das regras vigentes de rateio e aplicação destes recursos. Mas quando a ausência de foco acaba por contaminar também as propostas de alteração das regras vigentes, funciona ela, via descrédito das pretensas reformulações, como mecanismo de defesa da permanência do presente regime para os *royalties*.

Com esta ausência de foco, desperdiça-se, assim, a oportunidade de se concretizar a montagem de um fundo público, com receitas expressivas, capaz de dar notoriedade à programas e políticas específicas, sejam estas setoriais e/ou regionais. A sobreposição de interesses pelos recursos dos *royalties* transformou-os em meras suplementações orçamentárias de alguns entes privilegiados.

Quais os entes privilegiados pelas rendas petrolíferas no Brasil? Como se distribuem - vertical, horizontalmente e no espaço - estas rendas petrolíferas? Qual a importância relativa e absoluta destas rendas sobre as receitas globais dos seus beneficiários? Estas indagações foram alvo do capítulo final, no qual foi sublinhada a principal fragilidade das normas de rateio das rendas petrolíferas entre os municípios: a presença de um determinismo físico que supervaloriza a proximidade ou a confrontação destes entes com os campos petrolíferos situados na plataforma continental. Volta-se, propositalmente, a utilizar-se o termo rendas petrolíferas, ao invés de *royalties*, devido ao fato das regras de rateio das participações especiais também incorporarem o mesmo determinismo físico.

A sorte geográfica, em primazia à outros critérios que poderiam estar atentos à necessidade de promover-se políticas de promoção da justiça intergeracional, é o alicerce das regras de rateio das rendas petrolíferas no âmbito municipal. Não que inexistam outros critérios, como, por exemplo, o benefício aos municípios onde ocorrem operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, mas o fato é que estes são coadjuvantes no processo de distribuição espacial das rendas petrolíferas.

Esta prevalência da sorte geográfica tem sua gênese no processo de barganha pelas rendas petrolíferas, travado nas casas legislativas nacionais, como recuperado pelo terceiro capítulo. Irresistível, pois, evitar a indagação: seriam tão poderosos assim os interesses das regiões petrolíferas, ao ponto de suplantar o desejo de outras regiões, desafortunadas em termos de proximidade com as jazidas, de promover uma universalização das rendas petrolíferas ?

Independente de conhecer o poder dos representantes políticos das regiões petrolíferas na época das votações das regras de rateio dos *royalties* e participações especiais, o fato é que estas rendas petrolíferas tinham muito menos importância, em termos absolutos ou relativos, em relação a adquirida após 1997, com a promulgação da Lei do Petróleo. Esta pouca importância, arrisca-se a hipótese, não suscitou grandes resistências à bancada dos pretensos beneficiários das rendas petrolíferas. Vivia-se um momento onde se apresentavam imponderáveis as gigantescas somas das rendas petrolíferas transferidas a um grupo privilegiado de municípios.

A presença do referido determinismo físico resultou também em uma hiperconcentração territorial de recursos públicos, ajudada, é claro, pela disposição espacialmente concentrada das jazidas petrolíferas nacionais, sendo ainda potencializada pelas regras de rateio da cota-parte do ICMS entre os municípios, pelo menos para a experiência do Estado do Rio de Janeiro.

Embora este determinismo físico tenha sido eleito pelo estudo como principal fragilidade do regime de distribuição das rendas petrolíferas no país, deve ser reconhecida a existência de uma fragilidade anterior a esta, a saber: o demasiado avanço do processo de descentralização das rendas petrolíferas. Fosse outra a distribuição destas rendas entre as esferas de governo, na direção de privilegiar as instâncias governamentais superiores, não se estaria diante de um problema de hiperconcentração espacial destes recursos - pelo menos não na magnitude como este fenômeno de manifesta atualmente.

De fato, uma vez que a promoção da justiça intergeracional foi escolhida como política ideal para a aplicação das rendas petrolíferas, é destacada a importância do governo federal, dado o seu potencialmente maior alcance articulador e coordenador de políticas de mais longo prazo, como, por exemplo, a de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de fontes alternativas de energia.

Não se pode, a partir das considerações feitas acima, extrair a conclusão de que o autor possua uma posição anti-municipalista, no que diz respeito à repartição das rendas petrolíferas. Ao contrário, acredita-se, como defendido já no primeiro capítulo, que há razões para os municípios receberem parcela das rendas petrolíferas, como forma de prepararem uma estrutura econômica que procure minimizar os efeitos depressivos causados pelo inexorável abandono das regiões produtoras por parte dos capitais petrolíferos.

Se, portanto, são estas as razões para que sejam transferidas parte das rendas petrolíferas para os municípios, não se pode estar de acordo com as regras vigentes para o seu rateio. Para além do destaque dado à presença do determinismo físico nas regras de rateio das rendas petrolíferas, foram levantadas algumas fragilidades adicionais destas regras, apresentadas em seguida sobre a forma indagativa, para as quais buscou-se sugerir aprimoramentos retirados do aprendizado adquirido nos dois primeiros capítulos deste estudo:

- por que não existir um teto para o repasse das rendas petrolíferas aos municípios?
- por que não privilegiar indicadores que mensurem a efetiva presença territorial de capitais e trabalhadores ligados à cadeia produtiva do segmento de E-P ?
- por que não incluir critérios meritórios no processo de rateio das rendas petrolíferas, no sentido de premiar aqueles municípios que gastam estas rendas na promoção da justiça intergeracional ?
- por que não instituir mecanismos de controle social específicos sobre a destinação dada às rendas petrolíferas ?

- por que não vincular, legalmente, parte ou a totalidade das rendas petrolíferas a determinadas funções e programas de governo ao nível local ?

Em especial, estas duas últimas lacunas das regras de rateio das rendas petrolíferas entre os beneficiários propõem uma complementação da imagem sublinhada neste estudo acerca da sorte geográfica que torna ricos alguns municípios brasileiros: se são *sortudos* os municípios, grandes beneficiários das rendas do petróleo, são apenas *quase sortudos* seus munícipes. A fragilidade das normas de vinculação destas receitas e a ausência de instrumentos específicos de controle social sobre o seu gasto distanciam a sorte do poder público, endinheirado, da sorte da população que habita, e habitará, as atuais regiões petrolíferas.

O fato de se estar tratando exclusivamente da distribuição de receitas públicas não pode obscurecer a hipótese do regime de rateio e aplicação das rendas petrolíferas ser mais um episódio de privatização do Estado. Não é apenas tecnicamente capenga um regime que garante receitas expressivas a alguns de seus entes sem ordenar sua aplicação e controle social, é também iníquo, no sentido de facilitar para as elites, políticas e econômicas, o processo de privatização de importantes fundos públicos, os quais, idealmente, deveriam servir para a promoção da justiça intergeracional.

A possibilidade de serem muitos os *quase sortudos munícipes* das regiões petrolíferas brasileiras indica, como agenda de pesquisa prioritária, a realização de balanços sobre a destinação dada às rendas petrolíferas por seus beneficiários[185]. A própria força atual do paradigma do crescimento endógeno e das soluções locais para o desenvolvimento estimulam esta agenda de pesquisa. As regiões que congregam os ricos municípios petrolíferos podem servir como importantes laboratórios de pesquisa para a averiguação de como se processa o desenvolvimento local em ambientes onde se verifica uma expressiva capacidade de investimento público, recurso escasso no cenário nacional.

---

[185] Entre os importantes esforços já realizados nesta direção devem ser citados os trabalhos de Pacheco (2003), Alexandre (2003), Navarro (2003), Castelo Branco (2004) e Patrão (2004).

Compreensiva a eventual frustração do leitor que esperava encontrar neste estudo um quadro, mesmo que sintético, sobre a situação, relativa e absoluta, dos indicadores sócio-econômicos vigentes nos municípios grandes beneficiários das rendas petrolíferas. Esta lacuna, que, de fato, precisa ser coberta, deveu-se à algumas dificuldades metodológicas e carências de informações. A principal razão foi o fato da participação relativa das rendas petrolíferas nos orçamentos municipais somente ter adquirido importância a partir de 1998, com a aprovação da Lei do Petróleo (9.478/97). Tal constatação prejudicaria a utilização dos dados censitários de 2000, dado o pequeno intervalo temporal entre o substancial reforço dos caixas municipais e o retrato sócio-econômico deste último censo. Como quaisquer das alternativas à utilização das informações censitárias são extremamente custosas e metodologicamente arriscadas para a montagem de um retrato da situação sócio-econômica dos entes municípios, preferiu-se assumir a referida lacuna.

Muitos olhares sobre este estudo, durante o tempo de sua elaboração, suspeitaram de um viés anti-municipalista, o qual já se procurou rechaçar nestas considerações finais. De fato, considera-se também uma importante agenda de pesquisa o aprofundamento do debate sobre as normas de aplicação das rendas petrolíferas pelos órgãos beneficiários da União e pelas Unidades da Federação. Pelo que foi levantado, em que pese a insuficiência de aprofundamento da pesquisa, não parece que a normatização das transferências e aplicações das rendas petrolíferas aos entes nacionais e estaduais estejam também atentas ao princípio da promoção da justiça intergeracional ou que sejam isentas no sentido de provocar iniqüidades de diversas ordens. Não se desejou, portanto, uma *marcação cerrada* sobre os municípios, apenas optou-se por focar os entes para os quais as rendas petrolíferas possuíam maior importância relativa em relação as suas receitas disponíveis.

Se for lícita a indicação, o melhor olhar possível sobre este estudo é aquele que o interpreta como um fornecedor de sistematizações para o subsidiar o debate acerca da distribuição das rendas petrolíferas no país. Sistematizou-se: os diversos propósitos para o Estado participar do rateio das rendas minerais; a ocorrência de regimes diferenciados para cobrança, rateio e aplicação dos *royalties*; os institutos presentes nestes regimes que poderiam valorizar

políticas de promoção da justiça intergeracional com os recursos dos *royalties*; a trajetória histórica do regime brasileiro para os *royalties*; os interesses dos legisladores para rateio e aplicação destes recursos; os desdobramentos espaciais da distribuição das rendas petrolíferas entre os municípios; um conjunto de fragilidades e sugestões para aprimoramento das regras de rateio e distribuição das rendas minerais públicas municipais.

Em que pese suas omissões e equívocos, deseja-se que este trabalho sirva para despertar a consciência sobre a urgência em se realizar um amplo debate acerca da necessidade de orientar efetivamente para o público, de forma irrestrita, os expressivos fundos públicos alimentados pelas rendas petrolíferas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACSELRAD, Henri. Externalidade e Sociabilidade Capitalista. In: CAVALCANTI, Clovis (org.). **Desenvolvimento e Natureza: estudo para uma sociedade sustentável**. São Paulo: Cortez; Recife: Fundação Joaquim Nabuco, 1995.

AGLIETTA, M. **Macroéconomie financière**. Paris: Éditions La Découverte, 1995.

AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE - API. **Policy Issues: Does the Government Get Revenue from Oil and Natural Gas Development on Government Lands ?** EUA: API, 2001. Disponível em: < www.api.org>. Acesso em jul/2002.

_____ . **Improvements Needed in Royalty Payment System**. EUA: API, 1998. Disponível em: < www.api.org>. Acesso em jul/2002.

_____ . **Questions and Answers on Royalty Valuation**. EUA: API, 1998. Disponível em: < www.api.org>. Acesso em jul/2002.

ANDREWS-SPEED, Philip, ROGERS, Cristopher D.. Mining Taxation Issues for the Future. **Resources Police**, Amsterdam, v. 25, p. 221-227, 1999.

ANDREWS-SPEED, Philip. **Mineral and Petroleum Taxation**. University of Dundee (UK): 2000. Mimeo.

ARÁBIA SAUDITA. Royal Ambassy of Saudi Arabia. **Political and Economic Reform in the Kingdom of Saudi Arabia**. Washington, D.C: Royal Ambassy of Saudi Arabia, 2003. 19p.

BAKER & McKENZIE (Legal Alert). **Amendments to Part Two of the Russian Federation Tax Code and Other Important Tax Developments**. Moscou: BAKER & McKENZIE, 2003.

BARBOSA, Décio H. (coord.). **Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural**. Rio de Janeiro: ANP, 2001. 156 p.

BARBOSA, Décio H., GUTMAN, José . Government Share and Economic Analysis: case study of Campos Basin, Brazil. IN: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference - VII LACPEC. **Anais...**, Buenos Aires: SPE, 2001.

BOLETIM PETRÓLEO, ROYALTIES E REGIÃO. Campos dos Goytacazes. **Universidade Candido Mendes** (Mestrado em Planejamento Regional e Gestão de Cidades), set/2003 – dez/2004. Disponível em: <www.royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br>.

BORODIN, V. *et al.* Oil and Gas Tax Guide for Russia. In: **Russian/CIS Energy & Mining Law Journal**, Moscou, v.1, n. 1, p.1-16, 2003.

BRASIL. Senado Federal. **Anais do Congresso Nacional**. Brasília, DF: 1971 a 1996. Disponível em: < www.senado.gov.br>. Acesso em: julho/2004.

CANO, Wilson. **Desequilíbrios Regionais e Concentração Industrial no Brasil: 1930-1995**. Campinas, SP: UNICAMP. IE, 1998. (30 Anos de Economia - UNICAMP, 2)

CAIRNS, R. The economics of exploration for non-renewable resources. **Journal of Economics Surveys**, v.4, n.4, p. 361-95, 1990.

CARCANHOLO, Reinaldo A.. Renda da Terra: uma concreção teórica clássica. **Revista de Economia Política**, Vol. 4, nº 4, pp. 108-138, outubro-dezembro/1984.

CARNEIRO, Ricardo. A globalização financeira: origem, dinâmica e perspectivas. **Texto para Discussão (IE/UNICAMP)**. Campinas, SP, n. 90, out. 1999.

CENTER OF FISCAL POLICY. **Informações Estatísticas**. Disponível em: <http://english.fpcenter.ru>. Acesso em: 29/05/04.

CHESNAIS, F. **A mundialização financeira: gênese, custos e riscos**. São Paulo: Xamã, 1999.

HOHMEYER, O. ; OTTINGER, R. L. (orgs.). **External environment costs of electric power: analysis and internalization**. Berlim, 1991.

COASE, R. H. The New Institutional Economics, in: Ménard, C. (org.), ***Institutions, Contracts and Organizations, Perspectives from New Institutional Economics***, Cheltenham, UK: Edward Elgar, 2000.

CORDESMAN, Anthony H.. **Saudi Arabia Enters the 21st Century: civil graphics, tables and maps**. Washington, DC: Center for Strategic and International Studies, 2001. 106 p. Mimeo.

DASGUPTA, Partha. Natural Resources in an Age of Substitutability**. Handbook of Natural Resource and Energy Economics**, v.3, 1993. pp. 1111-1131.

DERZI, Misabel A.M.. A Redistribuição do ICMS aos Municípios e o Critério Constitucional da Territorialidade do Valor Adicionado.**Revista do Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais**, vol 9, n 4, p 121 a 146, out/dez 1993.

DUTRA, Luís E.; CECCHI, José C.. **Petróleo, Preços e Tributos: experiência internacional e política energética nacional.** Rio de Janeiro: Editora Suma Econômica & Editora Tama, 1998.

EPPINK, J.F., KUUSKRAA, V.A., KUCK, B.T. Assessment of Natural Gas and Oil Supply Issues in the Deepwater Gulf of Mexico. In: Offshore Technology Conference, 2001, Houston, Texas (EUA). **Anais…**

ESTADO DE DAKOTA DO NORTE (EUA). **North Dakota Office of State Tax Commissioner Oil and Gas Taxes**. Dakota do Norte (EUA): 2002. 5p. Disponível em: <www.stated.nd/taxdpt/oilgas/pubs/>, Acesso em: 25/jul, 2004.

ESTADO DO COLORADO (EUA). Colorado Department of Revenue. **Colorado Employee Residence Report**. Denver, CO, EUA: Colorado Department of Revenue, (s/d). Mimeo, 2p.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. Department of State. **2001 Country Reports on Economic Policy and Trade Practices: Saudi Arabia. U.S.** EUA: Department of State, 2002. Mimeo, 9p. (s/ l)

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. **Oil Industry in the 1990s: Saudi Arabia**. EUA: U.S. Library of Congress (s/d). Disponível em: <http://countrystudies.us/saudi-arabia/40.htm>. Acesso em 23/03/2004.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. General Accounting Office Of United States. **Long-Term Economic Planning Needed in Oil and Gas Producing States.** In: Report to the Congress of the United States, December 10, 1980.

FIORI, José Luis. O Nó Cego do Desenvolvimento Brasileiro. **Novos Estudos CEBRAP**, nº 40, pp. 117-124, nov/1994.

FIXED INCOME DAILY. Edição de 19/02/03. Disponível em: <http://www.mdmfinancialgroup.com/downloads/research/Fixedincomedaily/FI_Daily_2003_02_19.pdf>. Acesso em: 27/07/04.

FURTADO, Celso. **Brasil: a construção interrompida**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1992.

GRAY, Dale F.. **Evaluation of Taxes and Revenues from Energy Sector in the Baltics, Russia, and Other Former Soviet Union Countries**. Washington, DC: Working Paper of International Monetary Fund (WP/34/98), mar/1998.

GUTMAN, José; LEITE, Getúlio. Aspectos Legais da Distribuição Regional dos Royalties. In: PIQUET, Rosélia (org.). **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

HARTWICK, John M. Intergeneration Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources. **The American Economic Review**, vol. 67, nº 5, pp. 972-75, dez/1977.

HOTELLING, Harold. The Economics of exhaustible resources. **Journal of Political Economy**, v. 39, n.2, p. 137-75, abril de 1931.

International Petroleum Exchange – IPE. Estatísticas para o ano de 2002. Disponível em: <http://www.answers.com/topic/ipe>. Acesso em: 26/07/2004.

KRAUTKRAEMER, Jeffrey. Nonrenewable Resource Scarcity. **Journal of Economic Literature**. v. XXXVI, p. 2065-2107, dez/1998.

KUMAR, R.; AMARATUNGA, D.. Government policies towards small-scale mining. **Resources Policy**, v..20, n. 1, p.1, 1994.

KURLYANDSKAYA, Galina . **Is Russia Ready for New Federalism?** Moscou: The Gorbachev Foundation, Fev/ 2004. 15p.

KURLYANDSKAYA, Galina; NIKOLAYENKO, Yelena. **Forms of Public Government Decentralization in the Russian Federation and Intergovernmental Fiscal Relations at the Subnational Level.** Moscou: Center for Fiscal Policy, 2000, 24p.

LAVROV, A.; LITWACK, J.; SUTHERLAND, D. **Fiscal Federalism in the Russian Federation: Problems and Reform Options**. Moscou: Vyshaia Shkola Ekonomiki, Tsentr Strategicheskikh Rabot, 2000.

LEAL, José Agostinho A., SERRA, Rodrigo V.. Uma investigação sobre os critérios de repartição e aplicação dos royalties petrolíferos. In: PIQUET, Rosélia (org.). **Petróleo, Royalties e Região.** Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

_____ . Federalismo Fiscal e Repartição dos Royalties Petrolíferos no Brasil. **Cadernos IPPUR** (UFRJ/Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional da Universidade Federal do Rio de Janeiro), v. XVII, nº 1, Jan-Jul 2003.

_____ . Notas sobre os Fundamentos Econômicos da Distribuição Espacial dos Royalties Petrolíferos no Brasil. In: XXX Encontro Nacional da ANPEC, 2002, Nova Friburgo (RJ). Anais..., Nova Friburgo: ANPEC, 2002.

LEAL, Vitor Nunes. **Coronelismo, enxada e voto**. São Paulo: Alfa-Ômega, 1978.

LELAND, H.. Optimal risk sharing and the leasing of natural resources, with application to oil and gás leasing on the OCS. **The Quartely Journal of Economics**, v.92, n.3, p. 413-37, 1978.

LOCATELLI, Catherine. **The russian oil industry restructuration: towards the emergence of western type entreprises ?** Grenoble: Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Jan/1999. 26 p.

LOPREATO, Francisco L. C.. **O colapso das finanças estaduais e a crise da federação**. São Paulo: Editora UNESP, IE - Unicamp, 2002.

MACHADO, Giovani V.. **Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil. Agência Nacional do Petróleo**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo (Superintendência de Estudos Estratégicos), 2002. 14 p.

MARGULLIS, Sergio. **Meio Ambiente: aspectos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro: IPEA & PNUD, 1996.

MARSHALL, Alfred. **Princípios de economia**. São Paulo: Abril Cultural, 1982. (Os Economistas)

MARTINEZ-ALIER, Juan. **Ecological Economics: Energy, Environment and Society**. Amsterdan: Basil Blackwell, 1989.

MARX, Karl. **O Capital: crítica da economia política**. Volume III, tomo 2. São Paulo: Abril Cultural, 1983. (Os Economistas)

MCDOWELL GROUP Inc.. **ANWR and the Alaska Economy an Economic Impact Assessement**. (s/l), 2002. Mimeo, 28p.

MELO, Mauro Pereira. Entrevista concedida em 12/12/01, no **Departamento de Cartografia da UERJ**, Rio de Janeiro.

MILL, John S.. **Princípios de Economia Política**. São Paulo: Abril Cultural, Col. "Os Economistas", 1986.

MINERALS REVENUE MANAGEMENT. **Who We Are**. U.S. Department of the Interior/Mineral Managment Service/Minerals Revenues Management, (s/d). Disponível em: <www.mrm.mms.gov>. Acesso em: 30/06/2004

_____ . **Glossary of Mineral Terms**. U.S. Department of the Interior/Mineral Managment Service/Minerals Revenue Management, (s/d). Disponível em: <www.mrm.mms.gov>. Acesso em: 30/06/2004

_____ . **Implementing Royalty in Kind Business Processes and Support Systems**. U.S. Department of the Interior/Mineral Managment Service/Minerals Revenue Management, 2001. 39p. Disponível em: <www.mrm.mms.gov>. Acesso em: 30/06/2004

MOISSEEV, Alexei. **The Russian Budget and Its Sensitivity to Oil Prices**. Moscou, Renaissance Capital (série: economics), 2003. 33 p. Disponível em: www.rencap.com. Acesso em: 24/05/04).

MUSGRAVE, Richard. **Teoria das Finanças Públicas: um estudo de economia governamental**. São Paulo: Atlas & Brasília: MEC/INL, 1973.

NEHER, Philip. **Natural Resource Economics: conservation and explotation**. Cambridge University Press, 1990.

NORMAM, Donald . **Royaltiy-in-Kind: Solution to Valuation Disputes ?** EUA: API Policy Analysis and Strategic Planning Department, Americam Petroleum Institute, 2001. Disponível em: <www.api.org>. Acesso em: 02/09/2004.

OLIVEIRA, Francisco. **A Economia Brasileira: crítica a razão dualista**. São Paulo: Seleções CEBRAP, 1975.

_____ . **Elegia para uma Re(li)gião: Sudene, Nordeste, Planejamento e Conflito de Classes**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1981. 132 p.

OTTO, James. **Fiscal Decentralization and Mining Taxation**. Whashington: World Bank Group Mining Department, 2001. 21 p.

_____ . Global changes in mining laws, agreements and tax systems. **Resources Policy**, UK, Elsevier Science Ltd., v. 24, n. 2, p. 79-86, 1988.

PADILA, Victor R. Petroleum Taxation in West Africa: a comparative study. **Natural Resource Fórum**, v. 15, n.1, p. 2 –14, fev./1991.

PAINTER, DAVID S.. **Oil and the Americam Century: the political economy of U.S. foreign oil policy, 1941-1954.** Baltimore (EUA) e Londres (UK): The Johns Hopkins University Press, 1986.

PEARCE, D. W. e TURNER, R. K. **Economics of Natural Resources and the Environment.** Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1990.

PENROSE, Edith T. **The Large International Firm in Developing Countries: the international petroleum industry**. Londres: George Allen and Unwin Ltd., 1968.

PERTUSIER, Rafael. Rússia Ressurge no Mercado de Petróleo. **Petróleo e Gás Brasil**, Rio de Janeiro (Instituto de Economia/UFRJ), ano 2, n. 5, maio de 2000.

PIGOU, A. C.. **The economics of welfare**. Londres: MacMillan, 1932.

PIQUET, Rosélia P.. **Petróleo, Royalties e Região.** Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

_____ . Grandes Projetos e tendências na ocupação do território: a modernização excludente. **Espaço e Debates**, São Paulo, n. 31, p. 72-81.

POSTALI, F. A. **Renda Mineral, divisão dos riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002. 120 p.

QUINTELLA, Sérgio F. *et al*.. **Finanças Públicas do Estado e dos Municípios do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro: Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, fev/2001. Disponível em: <www.tce.rj.gov.br>. Acesso em: 03/09/04.

RAMOS, Mary G. . Texas History Highlights. In: **Texas Almanac**, 2000/2001. (s/l)

RAPHAELI, Nimrod. Saudi Arabia: a brief guide to its politics and problems. **Middle East Reviews of International Affairs**, v.7, n. 3, set./2003.

RICARDO, David. **Princípios de Economia Política e Tributação**. São Paulo: Ed. Nova Cultural, Col. Os Economistas, 1996.

RUSSIAN SME RESOURCE CENTRE. Disponível em <www.rcsme.ru>. Acesso em: 22/05/2004.

SCHANT Jr. Radford. Purpose and Effects of a Royalty on a Public Land Minerals. **Resources Policy**, v. 20, n. 1, p. 35-48, 1994.

SCHIOZER, Rafael F.. **Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo.** 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) - Instituto de Geociências/Unicamp, Campinas (SP), 2002.

SERRA, Rodrigo V., PATRÃO, Carla. Impropriedades das normas de distribuição territorial dos royalties no Brasil. In: PIQUET, Rosélia (org.). **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

SIMÃO, Newton B.. **A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: a questão da tributação**. 2001. Dissertação (Mestrado) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

STIGLITZ, Joseph E. **Economics of the Public Sector.** New York: W.W. Norton & Company, Inc., 3ª ed., 2000.

SUPLICY, Eduardo. **O Brasil Não é o Alaska**. Brasília, DF, Gabinete do Senador Eduardo Suplicy, 2001. Disponível em: <www.senado.gov.br /web/ senador/ esuplicy/ publicações26.htm>. Acesso em: 06/06/2004.

TABATA, Shinichiro. Russian Revenues from Oil and Gas Exports: Flow and Taxation. **Eurasian Geography and Economics**, v.43, n.8, p. 610-627, 2002.

THOMAS, A. V. W.; THOMAS Jr., A.J.. "Sal del Rey": Who Owns the Mineral Rights in Texas. **Journal of the American Studies Association of Texas**, n.13, (s/l), 1982.

THORNTON, Judith. **FDI in Russian Energy: Is There a Successful Strategy?** Seattle, University of Washington, Department of Economics, September 2002. 25 p.

TSALIK, Svetlana. **Caspian Oil Windfalls: who will benefit ?** Central Eurasian Project`s Caspian Revenue Watch, 2003. (s/l). Disponível em: <www.soros.org/initiatives/cep/>. Acesso em: 08/09/2004.

VAN MEURS. **World Fiscal Systems for Oil 1997**. EUA: Van Meurs Publications, 1997.

WEBB, Richard. Crude oil excise and royalties. Parliament of Australia. Department of the Parliament Library. **Research Paper**, n. 29, 2000/01.